

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Архейскую систему газонефтяного месторождения

УДК 622.243.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Стеклёнов Алексей Владимирович		16.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	К.Х.Н.		16.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		16.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	—		16.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2021

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Стеклёнов Алексей Владимирович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Архейскую систему газонефтяного месторождения
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Тип профиля: наклонно-направленный 4. Данные по профилю: длина вертикального участка 500 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 450 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 50 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом 5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 6. Способ цементирования (выбрать): одно/двухступенчатый 7. Способ перфорации: гидropескоструйная перфорация 8. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного опорожнения
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Спицына Л. Ю., к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Фех А. И., старший преподаватель

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Стекленев Алексей Владимирович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1 Общая и геологическая часть	5
27.03.2020	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2020	3. Уменьшение объема мертвой зоны в рабочих емкостях 4ЦС – 3Д при переводе на безамбарное бурение	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.х.н.		11.02.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—		11.02.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Стекленеву Алексею Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. <i>Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП</i>	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП</i>	Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Линейный календарный график
2. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Стекленев Алексей Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Стеклёну Алексею Владимировичу

Школа		Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Архейскую систему газонефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технический проект на скважину Область применения: бурение скважин на нефтегазоконденсатном месторождении (Якутия)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	– Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) <ul style="list-style-type: none"> • Статья 297; • Статья 298; • Статья 300; • Статья 301; – Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ – ГОСТ 12.2.033-78 “Рабочее место при выполнении работ стоя”;
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– Повышенные уровни шума; – Повышенные уровни вибрации; – Отклонение показателей микроклимата; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; – Выбросы при ГНВП. Гидросфера:

	– Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. Литосфера: – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы ГСМ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Стекленин Алексей Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 128 страниц, 44 таблицы, 19 рисунков, 24 литературных источника, 2 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, горизонтальный участок ствола, газ, солевые отложения.

Объектом исследования является скважина на Архейскую систему газонефтяного месторождения в Якутии.

Целью работы является найти технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Архейскую систему газонефтяного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 2180 метров.

В специальной части проекта рассмотрены особенности проходки интервалов в солевых отложениях.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин, техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ММП – многолетнемерзлые породы

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

РУС – роторная управляемая система;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

УВ – условная вязкость;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

МГРП – многостадийны гидроразрыв пласта;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ЦС - циркуляционная система

Содержание

Введение.....	15
1 Общая и геологическая часть.....	17
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	17
1.2 Геологические условия бурения	18
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	18
1.4 Зоны возможных осложнений.....	18
2 Технологическая часть	30
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	30
2.2 Обоснование конструкции скважины	31
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	31
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	32
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	33
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	34
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	34
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	35
2.3 Углубление скважины.....	36
2.3.1 Выбор способа бурения.....	37
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	37
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород ..	38
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	39
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	40
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	42
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	44
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	47
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	50
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	51
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	51
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	52
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	55
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	58

2.4.2	Расчёт и обоснование параметров цементированной скважины	59
2.4.2.1	Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов	60
2.4.2.2	Обоснование и расчёт объема буферной продажной жидкостей.....	61
2.4.2.3	Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	62
2.4.2.4	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементового оборудования скважины.....	62
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	64
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	66
2.4.4.1	Выбор жидкости глушения	66
2.4.4.2	Выбор типа фонтанной арматуры	67
2.4.4.3	Вызов притока	68
2.4.4.4	Выбор пластоиспытателя	69
2.5	Выбор буровой установки	69
3	Особенности проходки интервалов в солевых отложениях	70
3.1	Совершенствования проходки скважин в соленосных отложениях	70
3.2	Повышение надежности эксплуатации глубинного оборудования скважины в условиях отложения солей	73
3.3	Технология и оборудование для отчистки труб от солевых отложений	74
3.4	Рапопроявление	76
	Заключение	77
4.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	79
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	79
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	79
4.1.2	Организационная структура предприятия.....	80
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	82
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	82
4.2.2	Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения	84
4.2.3	Линейный календарный график выполнения работ.....	84

4.2.4	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли	85
5.	Социальная ответственность	87
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
5.1.1	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	88
5.2	Производственная безопасность	89
5.3	Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	90
5.3.1	Повышенные уровни шума	90
5.3.2	Повышенные уровни вибрации	91
5.3.3	Отклонение показателей микроклимата	94
5.3.4	Недостаточная освещенность рабочей зоны	95
5.3.5	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	96
5.4	Экологическая безопасность	97
5.4.1	Защита атмосферы	97
5.4.2	Защита гидросферы	98
5.4.3	Защита литосферы	100
5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
	Заключение	102
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	104
	Приложения А	107
	Приложение Б	117

Введение

Проектирование скважины – это один из ключевых этапов перед бурением, ведь если мы ничего не рассчитаем и начнем бурение, то в процессе бурения мы только и будем, что сталкиваться со всеми видами осложнений, что в конечном итоге приведет компанию к банкротству и так и не законченной скважине.

В этой работе, проектируется наклонно- направленная скважина, которая имеет ряд преимуществ перед вертикальными скважинами, таких как – кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования, а также доступ к труднодоступным пластам. В связи с этим такие скважины получили широкое распространение.

Особенностью данной скважины является аномально низкое пластовое давление, что в большей мере влияет на проектирование скважины.

В разрезе имеются 4 водоносных горизонта, 4 нефтяных горизонта и 2 газовых горизонта.

В Верхнетолбачанском, Нижнетолбачанском и Юрегинском стратиграфическом подразделении возможны такие осложнения, как кавернообразование, что связано с залеганием в этих пластах соляных отложений.

В Верхнетолбачанском и Курсовском стратиграфическом подразделении возможны такие осложнения, как поглощение, вплоть до полного.

Следовательно, чтобы избежать данных осложнений нам следует учитывать их при проектировании скважины и подбирать подходящие режимы бурения, буровые растворы, соответствующее оборудование и так далее.

После всего вышесказанного, можно сделать вывод, что целью данной работы является разработка технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Архейскую систему газонефтяного месторождения, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважины в Якутии.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;
- 2) расчет профиля скважины, по заданным техническим заданием условиям;
- 3) выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- 4) подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептур;
- 5) проектирование заканчивания скважны и выбор технологической оснастки.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Якутия расположена в северо-восточной части Сибири.

Большая часть территории Якутии расположена в зоне средней тайги, которая к северу сменяется зонами лесотундры и тундры. Почвы преимущественно мерзлотно-таёжные, дерново-лесные, аллювиально-луговые, горно-лесные и тундро-глеевые. Леса занимают около 4/5 территории. В долинах рек и на аласах распространены луга. На побережье и вершинах гор — кустарниковая травянистая растительность и лишайники.

Климат резко континентальный, отличается продолжительным зимним и коротким летним периодами. Апрель и октябрь в Якутии — зимние месяцы. Разница температур самого холодного месяца (января) и самого тёплого (июля) составляет 70—75 градусов. По абсолютной величине минимальной температуры (в восточных горных системах — котловинах, впадинах и других понижениях — до -70°C) и по суммарной продолжительности периода с отрицательной температурой (от 6,5 до 9 месяцев в год) республика не имеет аналогов в Северном полушарии. Абсолютный минимум температуры практически везде в республике ниже -50°C .

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфическое деление разреза представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернзности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	44	Укугутская	J1 uk	1,3
44	142	Вернепенская	2 vl	1,3
142	276	Метегерская	2 mt	1,15
276	338	Ичерская	1-2 ic	1,15
338	540	Чарская	1 cr	1,3
540	658	Олекминская	1 ol	1,15
658	819	Верхнетолбачанская	1 tb2	1,3
819	1100	Нижнетолбачанская	1 tb1	1,2
1100	1163	Элегамская	1 el	1,15
1163	1209	Нелбинская	1 nl	1,15
1209	1450	Юрегинская	1 jurg	1,3
1450	1502	Вернебилирская	1 bl2	1,1
1502	1527	Нижнебилирская	1 bl1	1,1
1527	1572	Верхнеюряхская	V-1 jh2	1,1
1572	1597	Нижнеюряхская	V-1 jh1	1,1
1597	1683	Кудулахская	V kd	1,1
1683	1785	Успунская	V us	1,1
1785	1930	Верхнебюкская	V bk2	1,12
1930	1980	Нижнебюкская	V bk1	1,14
1980	2090	Курсовская	V krs	1,14
2090	2100	Архей	AR	1,1

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице 2.

В таблице 3 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 4.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 5-7.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицах 8, 9,10.

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	Краткое название	% в инт.	
1	2	3	4	5	6
J1 uk	0	44	Пески Песчаники Галечники	70 20 10	Юрские отложения представлены песками, песчаниками, суглинками, галечниками
2 vl	44	142	Мергели Аргиллиты	65 35	Кирпично-красные мергели с прослоями аргиллитов и включением гипсов и ангидридов
2 mt	142	276	Доломиты Известняки Гипсы	50 40 10	Переслаивание серых окаменелых доломитов с известняков. Породы участками загипсованы.
1-2 ic	276	338	Известняки Доломиты	50 50	Чередование известняков и доломитов. Известняки от темно-серых до черных. Доломиты серые, коричнево-серые, мелкокристаллические.
1 cr	338	540	Каменные соли Доломиты Аргиллиты	50 40 10	Неравномерное чередование пластов каменной соли и доломитов, с редкими прослойками аргиллитов. Нижняя часть представлена пластами каменной соли.
1 ol	540	658	Доломиты Известняки	50 50	Доломиты и известняки глинистые с прослоями линз гипса и ангидгидрита.
1 tb2	658	819	Каменные соли Доломиты	55 45	Чередование каменной соли с доломитами. В нижней части разреза свиты присутствует трапповая интрузия средней мощности, представленная диабазами черного цвета, очень крепкими, трещиноватыми.
1 tb1	819	1100	Доломиты Каменные соли	75 25	Доломиты и известняки серые, плотные, крепкие, ангидритизированные с подчиненными прослойками каменной соли, аргиллитов и мергелей

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
1 el	1100	1163	Доломиты Известняки	50 50	Доломиты и известняки серые, битуминозные, плотные, с редкими прослоями глинистых доломитов и реже аргиллитов
1 nl	1163	1209	Доломиты Ангидриты	75 25	Доломиты плотные, , с редкими прослоями глинистых доломитов с включением ангидритов
1 jurg	1209	1450	Каменные соли Доломиты Мергели Аргиллиты Ангидриты	45 20 15 15 5	Переслаивание мощных пластов каменной соли с доломитами, мергелями, аргиллитами и ангидритами
1 bl2	1450	1502	Доломиты Известняки	35 65	Известняки и доломиты, кавернозные, трещиноватые, битуминозные, в верхней части глинистые, газонефтеводонасыщенные.
1 bl1	1502	1527	Доломиты Аргиллиты	80 20	Доломиты кавернозные, трещиноватые, неравномерно глинистые, иногда ангидритизированные, с прослоями аргиллитов.
V-1 jh2	1527	1572	Известняки Аргиллиты Мергели	80 10 10	Доломиты и известняки с прослоями аргиллитов и мергелей.
V-1 jh1	1572	1597	Доломиты Аргиллиты	80 20	Известняки и доломиты неравномерно глинистые.
V kd	1597	1683	Доломиты Известняки Аргиллиты Мергели	60 20 15 5	Доломиты с прослоями известняков, мергелей и аргиллитов.

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
V us	1683	1785	Доломиты Аргиллиты	80 20	Доломиты ангидритизованные с прослоями аргиллитов.
V bk2	1785	1930	Доломиты Ангидриты Аргиллиты Известняки	60 20 15 5	Доломиты ангидритизованные с простоями чистых ангидридов, аргиллитов и редко доломитистых известняков.
V bk1	1930	1980	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	70 20 10	Кварцевые песчаники, среднезернистые, газонефтеводонасыщенные с прослоями алевролитов и аргиллитов.
V krs	1980	2090	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	10 20 70	Кварцевые и полешпатовые песчаники, алевролиты и аргиллиты с прослоями карбонатов
AR	2090	2100	Гранито- гнейсы	100	Породы кристаллического фундамента

Таблица 3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Твердость, МПа	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
J1 uk	0	44	Пески Песчаники Галечники	2,41	–	–	–	–	10	1	М
2 vl	44	142	Мергели Аргиллиты	2,5	–	–	–	–	25	2	М
2 mt	142	276	Доломиты Известняки Гипсы	2,75	–	–	–	–	100	3	М
1-2 ic	276	338	Известняки Доломиты	2,75	–	–	–	–	100	3	М
1 cr	338	540	Каменные соли Доломиты Аргиллиты	2,6	–	–	–	–	100	3	М
1 ol	540	658	Доломиты Известняки	2,8	–	–	–	–	150	3	МС
1 tb2	658	819	Каменные соли Доломиты	2,93	–	–	–	–	700	3	С

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 tb1	819	1100	Доломиты Каменные соли	2,75	–	–	–	–	300	3	МС
1 el	1100	1163	Доломиты Известняки	2,83	–	–	–	–	300	3	МС
1 nl	1163	1209	Доломиты Ангидриты	2,89	–	–	–	–	150	3	МС
1 jurg	1209	1450	Каменные соли Доломиты Мергели Аргиллиты Ангидриты	2,78	–	–	–	–	300	11	МС
1 bl2	1450	1502	Доломиты Известняки	2,78	0,05- 0,15	0,4-30	–	–	300	3	МС
1 bl1	1502	1527	Доломиты Аргиллиты	2,83	–	–	–	–	500	11	С
V-1 jh2	1527	1572	Известняки Аргиллиты Мергели	2,81	–	–	–	–	500	11	С
V-1 jh1	1572	1597	Доломиты Аргиллиты	2,83	0,13- 0,20	0,4	–	–	500	11	С
V kd	1597	1683	Доломиты Известняки Аргиллиты Мергели	2,83	–	–	–	–	500	11	С

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	14
V us	1683	1785	Доломиты Аргиллиты	2,83	—	—	—	—	500	11	C
V bk2	1785	1930	Доломиты Ангидриты Аргиллиты Известняки	2,85	—	—	—	—	500	11	C
V bk1	1930	1980	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	2,6	15	500- 731	—	—	500	11	C
V krs	1980	2090	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	2,65	—	—	—	—	500	11	C
AR	2090	2100	Гранито-гнейсы	2,75	—	—	—	—	600	11	C

Таблица 4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент						Температура
			Пластового давления, МПа/м		Гидроразрыва пород, МПа/м		Горного давления, МПа/м		
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	°C
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
J1 uk	0	44	0	0,098	0	0,182	0	0,241	-1,5
2 vl	44	142	0,098	0,098	0,182	0,182	0,241	0,249	0
2 mt	142	276	0,098	0,098	0,182	0,173	0,249	0,258	10
1-2 ic	276	338	0,098	0,098	0,173	0,173	0,258	0,246	10
1 cr	338	540	0,098	0,098	0,173	0,187	0,246	0,261	10
1 ol	540	658	0,098	0,098	0,187	0,209	0,261	0,263	10
1 tb2	658	819	0,098	0,098	0,209	0,187	0,263	0,272	10
1 tb1	819	1100	0,098	0,098	0,187	0,187	0,272	0,273	10
1 el	1100	1163	0,098	0,098	0,187	0,201	0,273	0,273	10
1 nl	1163	1209	0,098	0,098	0,201	0,192	0,273	0,274	10
1 jurg	1209	1450	0,098	0,098	0,192	0,192	0,274	0,275	10
1 bl2	1450	1502	0,098	0,098	0,192	0,187	0,275	0,275	10
1 bl1	1502	1527	0,098	0,098	0,187	0,187	0,275	0,275	14,6
V-1 jh2	1527	1572	0,094	0,094	0,187	0,192	0,275	0,275	14,6

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
V-1 jh1	1572	1597	0,094	0,094	0,192	0,192	0,275	0,275	14,6
V kd	1597	1683	0,094	0,094	0,192	0,198	0,275	0,276	14,6
V us	1683	1785	0,094	0,094	0,198	0,199	0,276	0,276	14,6
V bk2	1785	1930	0,073	0,073	0,199	0,2	0,276	0,276	14,6
V bk1	1930	1980	0,073	0,073	0,2	0,2	0,276	0,276	14,6
V krs	1980	2090	0,073	0,073	0,2	0,2	0,276	0,276	14,6
AR	2090	2100	0,073	0,073	0,2	0,2	0,276	0,276	14,6

Таблица 5 – Водоносность

Индекс страти-графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Тип кол-лек-тора	Плотность г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мДарси	Степень минерализации, г/л
	от (верх)	до (низ)					
2mt+1-2ic+1cr	220	380	каверновый	1,056	–	–	8,45
1tb2+1ltb+1el+1nl	700	1180	каверновый	1,2	–	–	30,88
B11+V-1jh2	1510	1560	каверновый	1,211	–	–	31,55
Vbk1	1960	1980	поровый	1,255-1,29	–	–	37,91

Таблица 6 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность по воздуху, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фаза проницаемости Мкм ²
от	до				
1510	1560	порово-кавернозно- трещиноватый	0,630	20	5
1965	1980	поровый	0,628	50	226

Таблица 7 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип кол-лек-тора	Плотность в пластовых условиях, г/см ³	Плотность после дегазации, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³	Давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²
	от (верх)	до (низ)						
1 bl1+V-1jh2	1510	1560	порово-кавернозно-трещиноватый	0,796	0,855	15	4,8	15,6
V-1jh2+V-1jh1	1560	1585	порово-кавернозно-трещиноватый	0,796	0,855	5	4,8	15,6
Vbk1	1965	1980	поровый	0,818	0,867	40	72,9	13,8
Vkrs	1990	2050	поровый	0,807	0,867	10	77,8	14,2

Таблица 8 – Возможные проявления флюида

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявлений, м	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.)
	от (верх)	до (низ)				
1 bl2	1450	1502	газ	1502	При создании депрессии на пласт за счет снижения давления в стволе скважины	Разгазирование, переливы, выпрос ПЖ

Таблица 9 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения:	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1 tb2	658	819	Кавернообразование	При прохождении солевых отложений
1 tb1	819	1100	Кавернообразование	
1 jurg	1209	1450	Кавернообразование	

Таблица 10 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (кгс/см ²)/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			при вскрытии	после изоляционных работ	
1 tb2	658	819	До полного	да	—	—	—
V krs	1980	2090	До полного	да	—	—	

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 500 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 450 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 50 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом.

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 50°. Руководствуясь этим, выбираем J-образный профиль скважины.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» в ручном режиме. Результаты проектирования представлены в таблице А.1 приложения А. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

Геометрия профиля подобрана по методическим указаниям: участки набора и падения зенитного угла возможно минимальны, участок стабилизации протяжённый – это обуславливается меньшей сложностью проводки скважины.

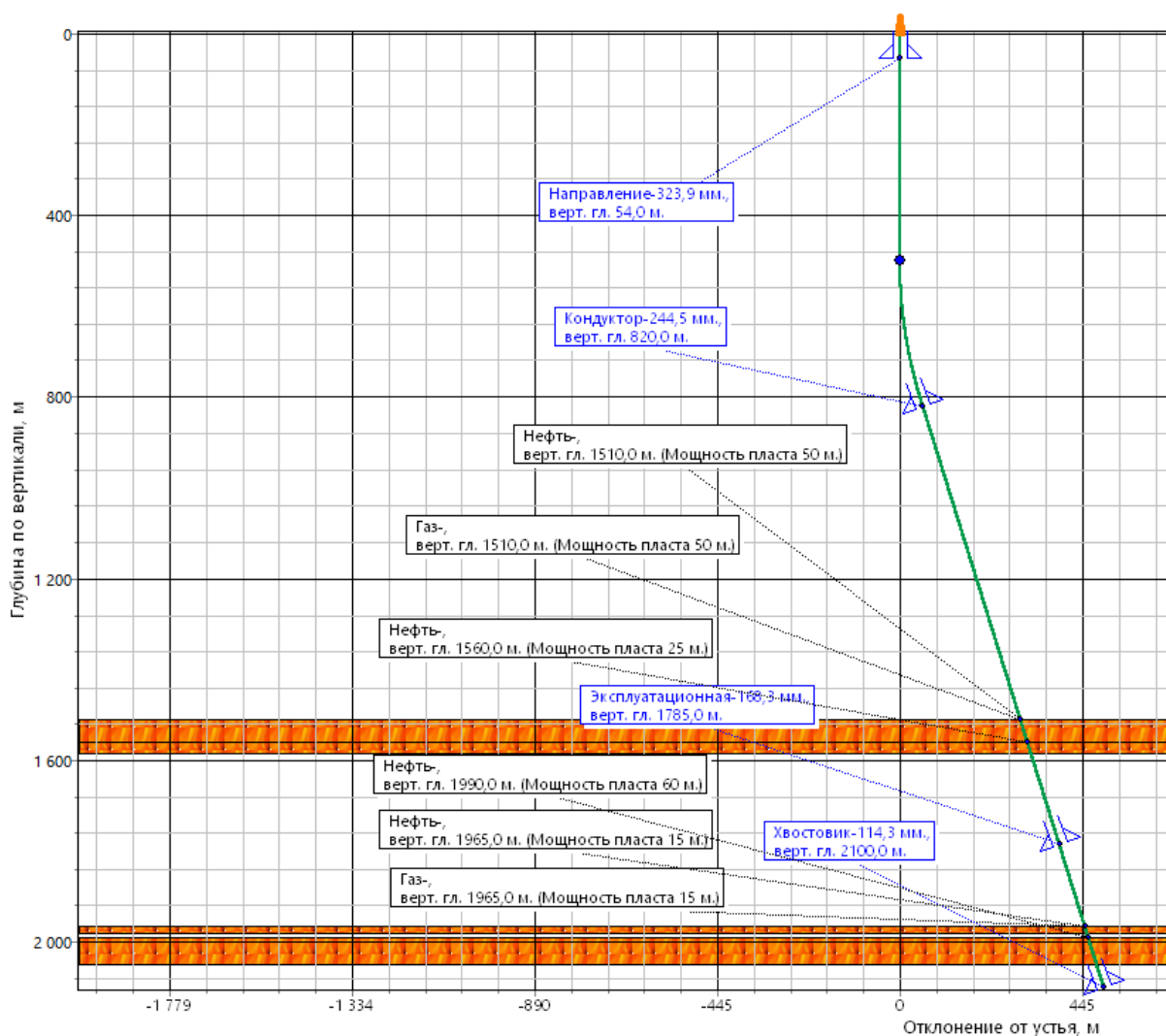


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также учтены возможные трудности проводки скважины. Оптимально подобраны интервалы вертикальных участков, участков стабилизации. Далее по разделу приведен расчет и обоснование конструкции скважины.

Выбираем открытый тип забоя скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так-как хвостовик в скважине у нас не цементируемый, то тип забоя выбираем открытый с фильтром.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

Исходя из анализа графика, на глубине 1785м по вертикали пластовое давление резко понижается. Так-как у нас резко понизилось пластовое давление, с глубины в 1785 м мы спускаем хвостовик.

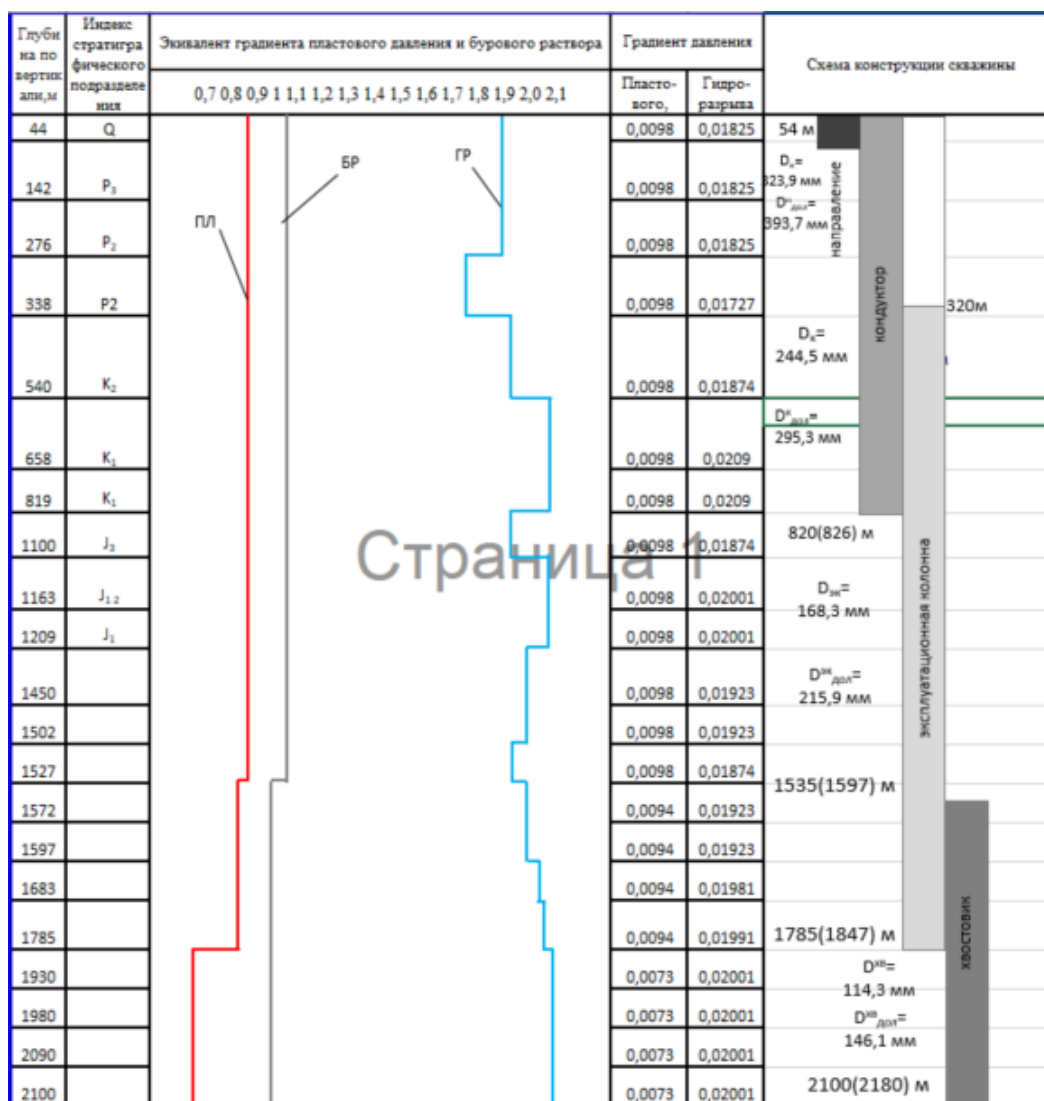


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление служит для перекрытия четвертичных отложений и обеспечения устойчивости горных пород вокруг устья при бурении под дальнейшие интервалы. Рекомендуется направлением перекрывать четвертичные отложения с запасом в 10 м. Так как по данному стратиграфическому делению интервал четвертичных отложений простирается до глубины 44м, принимаем глубину спуска 54м.

Спуск кондуктора определяется совокупностью нескольких факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Расчетные глубины спуска кондуктора также показывает зоны, которые необходимо перекрыть для дальнейшей безаварийной проводки скважины. Исходя из этого, кондуктор спускается на глубину 820м по вертикали. Данная глубина спуска позволяет изолировать интервал поглощения, который располагается в интервале от 658м до 819м по вертикали. Исходные данные и результат расчета минимальной глубины спуска кондуктора представлены в таблице 11 [1].

Таблица 11 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Jh2	V bk1
Глубина кровли, м	1510	1965
Градиент пластового давления, атм/м	0,0980	0,0730
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,1874	0,209
Относительная плотность газа по воздуху	0,63	0,628
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	147,98	143,445
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	153,668	146,3
Значение параметра e^s	1,04	1,08
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	141,68	132,48
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	820	700
Требуемый запас	1,08	1,10
Окончательная глубина спуска колонны, м	820	

Спуск эксплуатационной колонны на глубину 1785м (1847 м по стволу), обеспечит разобщение зон несовместимых оп условиям бурения, позволит беспрепятственно произвести замещение бурового раствора и продолжить углубление скважины, вскрытие продуктивного горизонта.

Интервал спуска хвостовика, согласно правилам нефтяной и газовой промышленности, подвесное и герметизирующее устройство потайной колонны должно устанавливаться выше башмака предыдущей колонны не менее чем на 250 м для газовых скважин [2]. Итоговый интервал спуска хвостовика 1535- 2100 м (1597-2180 м по стволу).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0 – 54 м и 0 – 820 м (826 м по стволу) соответственно;
- при наличии газовых пластов эксплуатационная колонна цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 320-1847м (по стволу);
- так-как у нас АНПД и чтобы не ухудшить коллекторские свойства пласта, хвостовик не цементируется.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. За начальный диаметр принимается диаметр хвостовика, принятый 114,3 мм, выбранный согласно предполагаемому дебиту скважины. Диаметр скважины рассчитывается с учетом размеров муфт колонн и рекомендуемого зазора между муфтой колонны и стенками скважины. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 12. Конструкция скважины представлена на рисунке А.1 приложения А.

Таблица 12 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	54	54	54	54	0-54	0-54	323,9	393,7
Кондуктор	820	820	826	826	0-820	0-826	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	1785	1785	1847	1847	320-1785	320-1847	168,3	215,9
Хвостовик	2100	2100	2180	2180	1535-2100	1597-2180	114,3	146,1

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot H, \quad (4)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м

$\gamma_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Таблица 13 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Пласт	Jh2	V bk1
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	14,798	14,3445
Глубина залегания кровли ПП, м	1510	1965
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	13,46	12,69
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	14,81	13,96
Давление опрессовки колонны, МПа	16,29	15,35

Таблица 14 – Расчет давления опрессовки колонны для нефтяных пластов

Пласт	Jh2	Jh1	V bk1	V krs
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	14,80	14,70	14,34	14,53
Глубина залегания кровли ПП, м	1510	1560	1965	1990
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	13,86	13,79	11,91	12,07
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	15,24	15,17	13,10	13,28
Давление опрессовки колонны, МПа	16,77	16,69	14,41	14,61

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКО1-21-168х245 К1 ХЛ.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки: ОПЗ-180/80х21.

2.3 Углубление скважины

В проектирование технологии процессов углубления входят: выбор породоразрушающего инструмента, подбор оптимальных режимов бурения, типов бурового раствора, компоновки бурильной колонны, гидравлической программы промывки.

Основным требованием к выбору параметров, является необходимость обеспечения успешной проводки скважины, с максимально возможными технико-экономическими показателями.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяется прежде всего горно-геологическими условиями бурения. Для выбора способа бурения необходимо также учитывать анализ статистики сооруженных ранее скважин на данном лицензионном участке.

Под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород.

Под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается смешанный способ бурения с применением винтового забойного двигателя для создания необходимой частоты обеспечения максимальной механической скорости и снижения нагрузки на бурильные трубы.

Данные по способам бурения предоставлены в таблице 15.

Таблица 15 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	54	Роторный
54	826	Совмещенный (роторный+ВЗД)
826	1847	Совмещенный (роторный+ВЗД)
1847	2127	Совмещенный (роторный+ВЗД)
2127	2180	Роторный (отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Исходя из физико-механических свойства горных пород по разрезу скважины, степени абразивности и твердости горной породы, для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы породоразрушающего инструмента:

- трехшарошечные долота для интервала бурения под направление, которые позволят обеспечить высокую скорость проходки в мягких породах, а также устойчивость долота при бурении строго вертикальных участков;

- PDC долота для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как эти долота позволяют создавать максимальную скорость бурения, при минимальном количестве СПО и являются хорошо управляемыми, что необходимо для сооружения данной скважины. Характеристики долот приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-54	54-826	826-1847	1847-2127	2127-2180
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	БИТ 295,3 В 616 УМ.38	БИТ 215,9 ВТ 613	БИТ 146 В 613 УЕ.30	БИТ 146/80 В 613 ЕС
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	146,1	146,1
Тип горных пород		М	МС	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-88	3-88
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2	3 1/2
Длина, м		0,4	0,5	0,37	0,29	0,165
Масса, кг		152	90	47	15	40
G, тс	Рекомендуемая	7-24	2-10	2-10	2-10	2-5
	Предельная	24	10	10	10	5
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	80-400	60-400	60-320	20-40
	Предельная	600	400	400	320	40

где: G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;

2. Расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик долот;

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, которая не должна превышать 80% от максимальной:

$$G_{доп} = 0,8 \cdot G_{пред}. \quad (5)$$

Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-54	54-826	826-1847	1847-2127	2127-2180
Исходные данные					
D_{∂} , см	39,37	29,53	21,59	14,61	14,61
$G_{пред}$, Т	24	10	10	10	5
Результаты проектирования					
$G_{доп}$, Т	19,2	8	8	8	3
$G_{проект}$, Т	8	8	7	7	3

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_{\partial}}, \quad (6)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_{∂} – диаметр долота, м.

В интервале бурения под направление (0-54м) запроектировано значительно меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено ограничениями частоты вращения, вызванными конструктивными особенностями долота. Для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовика была выбрана величины, обеспечивающая оптимальную скорость для работы с ВЗД. В интервале отбора керна значение частоты вращения было выбрано согласно статистическим значениям частоты вращения в зависимости от типоразмера долота.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения применяемые на производстве. Результаты представлены в таблице 19.

Таблица 18 – Результаты частоты вращения долота

Параметр		Значение параметра				
Интервал, м		0-54	54-826	826-1847	1847-2127	2127-2180
Исходные данные						
$V_{л}, \text{м/с}$		3,4	1,5	1,5	1,5	1,5
D_{∂}	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461	0,1461
	мм	393,7				
Результаты проектирования						
$n_l, \text{об/мин}$		165	97	133	196	196
$n_{\text{стат}}, \text{об/мин}$		40-60	100-180	140-200	120-220	20-40
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		50	140	180	180	40

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расход бурового раствора должен быть подобран таким образом, чтоб выполнялись следующие условия: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя от шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$Q_1 = K \cdot S_{\text{заб}}, \quad (7)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя (принимается от 0,3 до 0,65 м³/с, большие значения берутся для мягких пород);

$S_{\text{заб}}$ – площадь забоя, м², определяется по формуле:

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \cdot D_{\partial}^2 \quad (8)$$

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{\text{max}} + (V_M / 3600) \cdot S_{\text{заб}} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (9)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуhrиваемой породы, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², рассчитывается по формуле:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{bm}^2), \quad (10)$$

где d_{bm} – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_o \cdot \sqrt{K_K}, \quad (11)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

Критическая скорость проскальзывания $V_{кр}=0,1-0,15$ м/с, большее значение берется для более крупного шлама, то есть в мягких породах. Разность $(\rho_{см} - \rho_p)=0,02$ г/см³.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_3 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q_3 = S_{max} \cdot V_{KП min} \cdot 1000, \quad (12)$$

где $V_{KП min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с, в расчетах принимается – 0,5 м/с для направления и кондуктора; 0,75 м/с для технических колонн; 1,0 м/с для эксплуатационной колонны и хвостовика.

Минимальный расход раствора Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{n max}^2 \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (13)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{n max}$ – максимальный внутренний диаметр насадки, м.

После получения расчетных значений расхода, производится сопоставление с фактическими статистическими значениями расхода бурового

раствора, применяемыми на производстве. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-54	54-826	826-1847	1847-2127	2127-2180
Исходные данные					
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461	0,1461
K	0,65	0,65	0,5	0,5	0,5
K_k	1,3	1,3	1,3	1,14	1,14
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,13	0,13	0,13
V_m , м/ч	40	35	30	30	10
$d_{от}$, м	0,127	0,127	0,127	0,089	0,089
$d_{нmax}$, м	0,0206	0,0191	0,0159	0,0127	0,0127
n	3	9	8	6	6
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	1	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,1	1,1	1,05	1,07	1,07
ρ_n , г/см ³	2,42	2,72	2,82	2,71	2,71
$S_{заб}$	0,12	0,07	0,04	0,02	0,02
$S_{тах}$	0,11	0,06	0,02	0,01	0,01
D_c	0,72	0,62	0,53	0,41	0,41
Результаты проектирования					
Q_1 , л/с	79	44	18	8	8
Q_2 , л/с	106	62	30	13	5
Q_3 , л/с	55	28	24	11	11
Q_4 , л/с	36	101	75	45	45
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ , л/с	36-106	28-101	18-75	8-45	10-12
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
$Q_{проект}$, л/с	70	70	40	16	10

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигателя выбирается по следующим параметрам: необходимость обеспечения определенных интенсивностей набора угла, для достижения проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{30} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\partial}. \quad (14)$$

Требуемый крутящий момент определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc}, \quad (15)$$

где M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{y\partial}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\partial} \quad (16)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_{\partial}, \quad (17)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 20 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 20 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		54-826	826-1847	1847-2127
Исходные данные				
D_{∂}	м	0,2953	0,2159	0,1461
	мм	295,3	215,9	146,1
G_{oc} , кН		78	69	69
Q , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D_{30} , мм		236	173	117
M_p , Н·м		3046	1990	1380
M_o , Н·м		148	108	73
$M_{y\partial}$, Н·м/кН		37	27	19
Принимается диаметр ВЗД		240	172	127

Для бурения интервалов 54 – 820м, 820 – 1785м и 1785 – 2070м будем применять ВЗД Д-240РС, ДРУ2-172РС и ДРУ4-127РС соответственно, которые обеспечат требуемый момент силы на долоте для разрушения породы, а также

подходит по остальным техническим характеристикам. Технические характеристики ВЗД представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Максимальное количество оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
Д-240 РС	54-820	240	10,14	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ2-172РС	820-1785	195	8,5	1179	19-38	40-210	8,238	35-182
ДРУ4-127 РС	1785-2070	127	9,8	626	10-20	350-730	1,765	64-135

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах А.2 приложения А.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение Q_{TK} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (18)$$

где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице А.3 приложения А представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены в таблице 22 [2].

Таблица 22 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина, м	Масса, т			КЗП		
							1 м трубы	секции	нарастающая	на выносимость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Направление												
0-54 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	0,4	–	0,152	0,152	–	–	–
	Калибратор	393,7	78,0	–	–	1,27	–	0,450	0,602	–	–	–
	УБТ	178,0	76,0	–	–	16	0,2150	3,440	4,042	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Д	36,33	0,0312	1,134	5,176	1,88	>10	5,03
Кондуктор												
54-826 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	0,5	–	0,090	0,090	–	–	–
	Калибратор	292,9	80,0	–	–	1,27	–	0,103	0,193	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	10,14	–	2,547	2,843	–	–	–
	Калибратор	292,9	80,0	–	–	1,27	–	0,103	0,193	–	–	–
	УБТ	178,0	76,0	–	–	16	0,2150	3,44	6,283	–	–	–
	УБТ	159,0	71,0	–	–	32	0,1770	5,664	11,95	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Д	764,8	0,0312	23,88	35,82	>10	6,34	2,82
Эксплуатационная колонна												
826-1847 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	0,37	–	0,047	0,047	–	–	–
	Калибратор	214,0	70,0	–	–	0,3	–	0,049	0,096	–	–	–
	Двигатель	172,0	–	–	–	8,54	–	1,179	1,275	–	–	–
	УБТ	159,0	71,0	–	–	40	0,1770	7,080	8,355	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Д	1798	0,0312	56,13	64,48	1,51	3,52	1,69

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Хвостовик												
1847-2127 Бурение КНБК №4	Долото	146,0	—	—	—	0,29	—	0,015	0,015	—	—	—
	Калибратор	123,8	48,0	—	—	0,43	—	0,029	0,044	—	—	—
	Двигатель	127,0	—	—	—	9,8	—	0,629	0,673	—	—	—
	УБТ	120,0	64,0	—	—	60	0,0640	3,840	4,513	—	—	—
	Яс гидрав.	120,0	57,2	—	—	4			4,513	—	—	—
	УБТ	120,0	64,0	—	—	60	0,0640	3,840	8,353	—	—	—
	БТ	88,9	70,1	9,4	Д	1992	0,0211	42,00	50,35	1,59	3,11	1,56
Хвостовик												
2127-2180 Отбор керна КНБК №5	Долото	146,0	—	—	—	0,17	—	0,040	0,040	—	—	—
	УБТ	120,0	64,0	—	—	18	0,0640	1,152	1,192	—	—	—
	УБТ	120,0	64,0	—	—	48	0,0640	3,072	4,264	—	—	—
	БТ	88,9	70,1	9,4	Д	2114	0,0211	44,56	48,82	1,56	3,21	1,68

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для бурения интервала под направления выбран бентонитовый буровой раствор. Бурение четвертичных отложений требует достаточно вязкий раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых пород формирует фильтрационную корку, стабилизирующую породы.

В интервалах под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем минерализованный глинистый раствор. Выбор данного типа раствора обусловлен тем, что в этой части разреза скважины присутствуют каменные соли, доломиты, известняки и гипсы, а также наблюдаются такие осложнения, как поглощения, кавернообразования.

Интервал бурения под хвостовик сложен хомогенными породами, аргиллитами и песчаниками, а также в нем находится продуктивный пласт и для его наименьшего загрязнения выбираем биополимерный буровой раствор.

Компонентные составы буровых растворов приведены в таблице 24-26.

Плотность бурового раствора считается по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \text{ кг / м}^3, \quad (19)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым [2].

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

L – глубина скважины по вертикали, м.

В таблице 23 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 23 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	Плотность, г/см ³
0-54	1,17	0,53	54	1,112
54-820	1,13	8	820	1,129
820-1785	1,07	16,8	1785	1,028
1785-2100	1,06	15,1	2100	0,789

Таблица 24 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения интервала 0 – 54

Реагент	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
NaOH	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
M-I GEL	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80
Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
M-I BAR	Утяжелитель	Регулирование плотности	137

Таблица 25 – Компонентный состав минерализованного глинистого раствора для бурения интервала 54 –1847 м

Реагент	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
NaOH	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0.45
Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
M-I GEL	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	90
GLYDRIL GP	Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	9
UNIPAC SUPREME R	Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	4
NaCl	Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	100
ULTRAFREE NH	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4
DEFOAM-X	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2

Таблица 26 – Компонентный состав биополимерного раствора для бурения интервала 1847 – 2180 м

Реагент	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
NaOH	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,45
Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
FLO-VIS PLUS	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,5
GLYDRIL† GP	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16
CaCO ₃	Закупоривающие материалы, кольматанты (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	80
M-I CIDE	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,45
DEFOAM-X	Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,45

Технологические параметры применяемых буровых растворов приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Технологические показатели буровых растворов

Тип бурового раствора	Бентонитовый (0-54)	Минерализованный (54-1847)	Биополимерный (1847-2180)
CHC ₁ , дПа	6-10	50	30
CHC ₁₀ , дПа	12-20	80	45
УВ, с	80	60	45
Водоотдача, см ³ /30 мин	<12	3	<6
pH	8-8,5	8-9	9
Сод. песка, %	<2,0	<0,5	<0,5
ДНС, дПа	12-20	60	80
ПВ, сПз	10-12	20	12
Плотность, г/см ³	1,1	1,1	1,05

В таблицах А.4 и А.5 приложения А представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора и химических реагентов.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 28-30 соответственно.

Таблица 28 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока , м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диа метр		
Под направление									
0	54	бурение	0,48	0,057	периферийная	3	18	91,6	381,5
Под кондуктор									
54	826	бурение	0,898	0,1	периферийная	9	11	80,2	286,4
Под эксплуатационную колонну									
826	1847	бурение	1,115	0,106	периферийная	8	9,5	68,7	116,2
Под хвостовик									
1847	2127	бурение	1,269	0,095	периферийная	6	7	68,9	47,7
Под хвостовик									
2127	2180	Отбор керна	0,845	0,065	периферийная	6	5	92,2	58,5

Таблица 29 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производит. насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	производи-тельность, л/с	
0	54	бурение	УНБТ -950	2	95	180	174,6	0,95	100	34,96	69,92
54	826	бурение	УНБТ -950	2	95	170	192,6	0,95	110	34,28	68,55
826	1847	бурение	УНБТ -950	1	95	170	192,6	0,95	125	38,95	38,95
1847	2127	бурение	УНБТ -950	1	95	160	220,5	0,85	65	15,91	15,91
2127	2180	отбор керна	УНБТ -950	1	95	150	252	0,85	50	10,88	10,88

Таблица 30 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала				
				В элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	54	бурение	75	54,6	0	10,2	0,2	10
54	826	бурение	161,4	41,8	25,6	82,7	1,4	10
826	1847	бурение	146,7	29,8	52,1	48,8	6	10
1847	2127	бурение	196	30	70,9	74,7	17,7	2,7
2127	2180	отбор керна	105,8	53,7	0	36,4	14,3	1,3

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся выбор технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для расчета осадных колонн на прочность, необходимо рассмотреть основные случаи, когда наружное или внутреннее избыточное давление достигает максимальных значений. В результате данных расчетов будет подобрана группа прочности и толщина стенки обсадных труб. Которая позволит выдерживать заданные нагрузки.

В таблице 31 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1050 кг/м³, продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м³.

Таблица 31 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором ($\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$), м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности ($\rho = 1850 \text{ кг/м}^3$), м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	—	—	0-54	0-54
Кондуктор	0-720	0-722	720-820	722-826
Эксплуатационная колонна	320-1145	320-1170	1145-1785	1170-1847
Хвостовик	—	—	1535-2100	1597- 2180

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

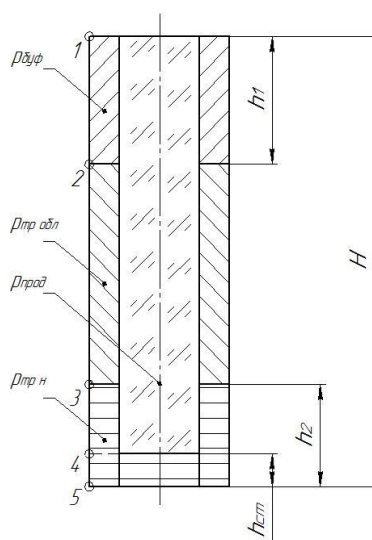


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины.

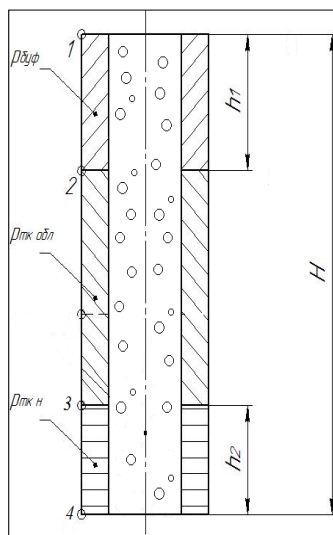


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 6.

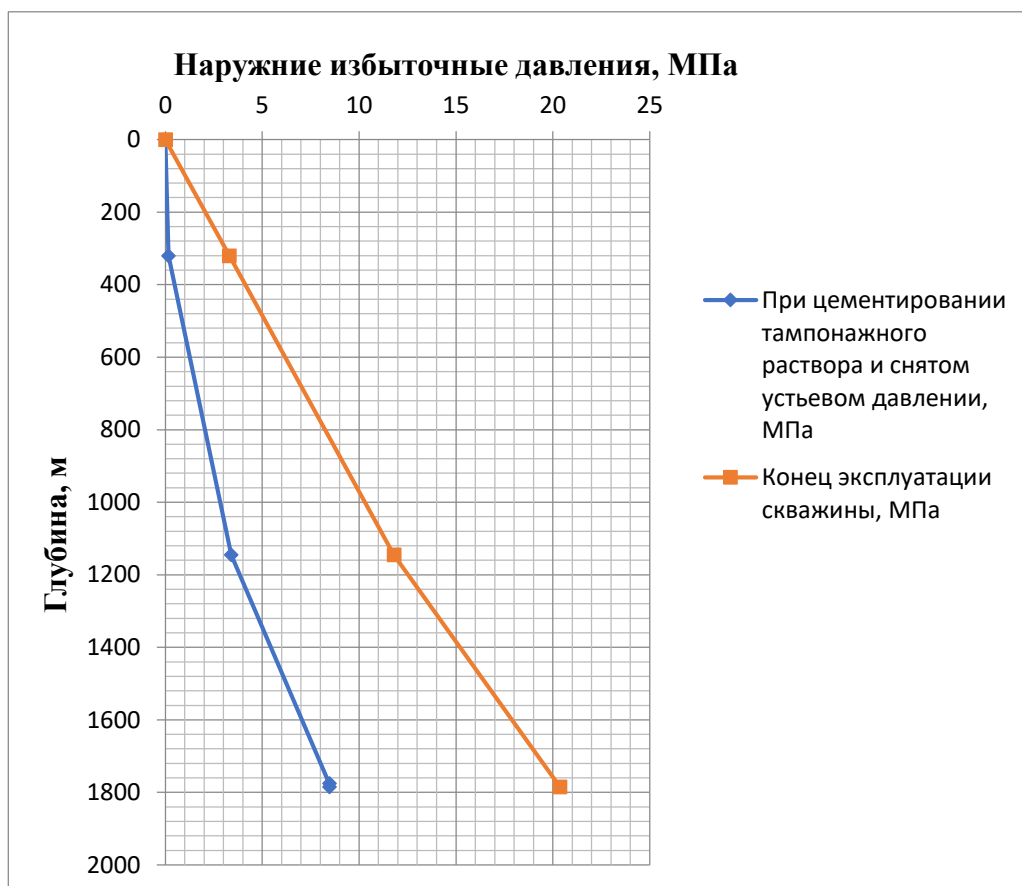


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 7.

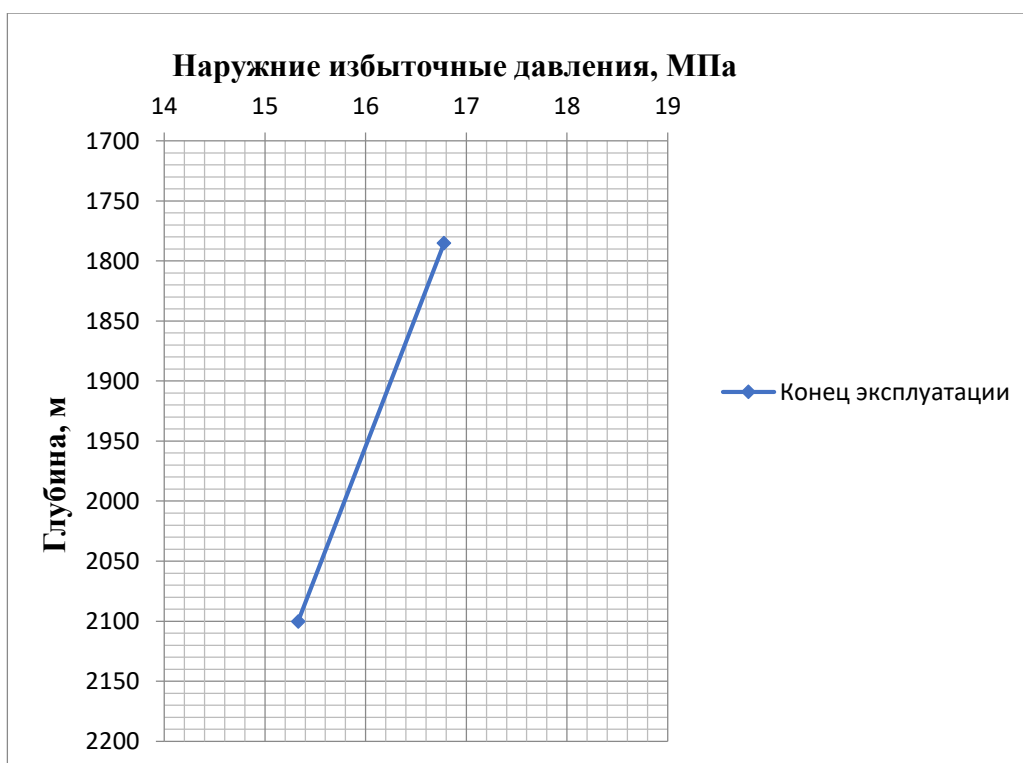


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

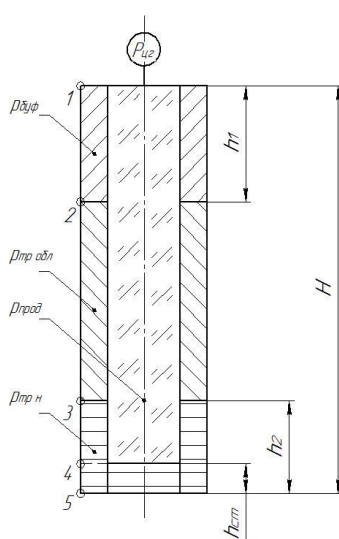


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

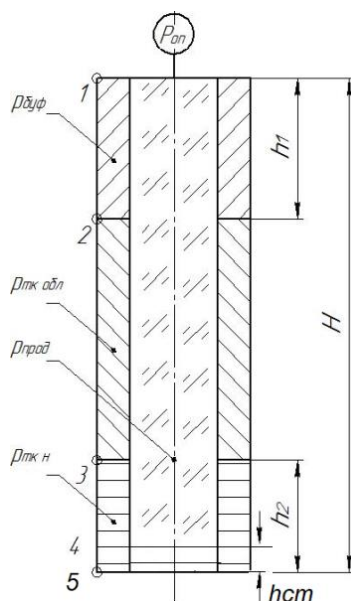


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 10.

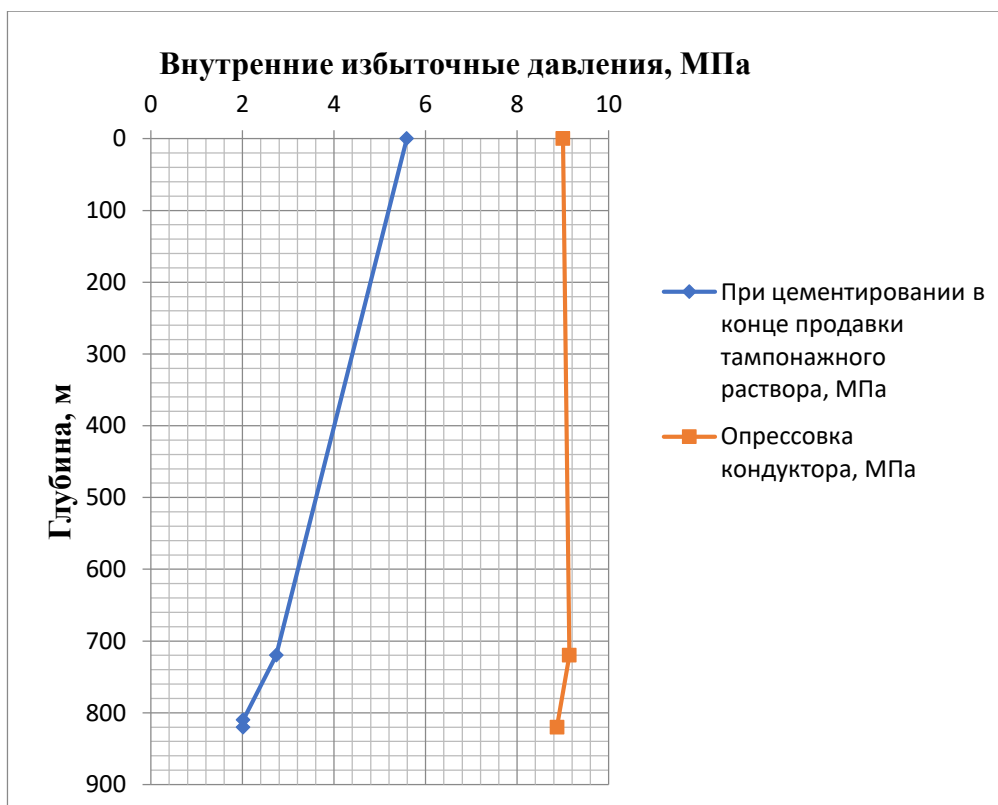


Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 11.

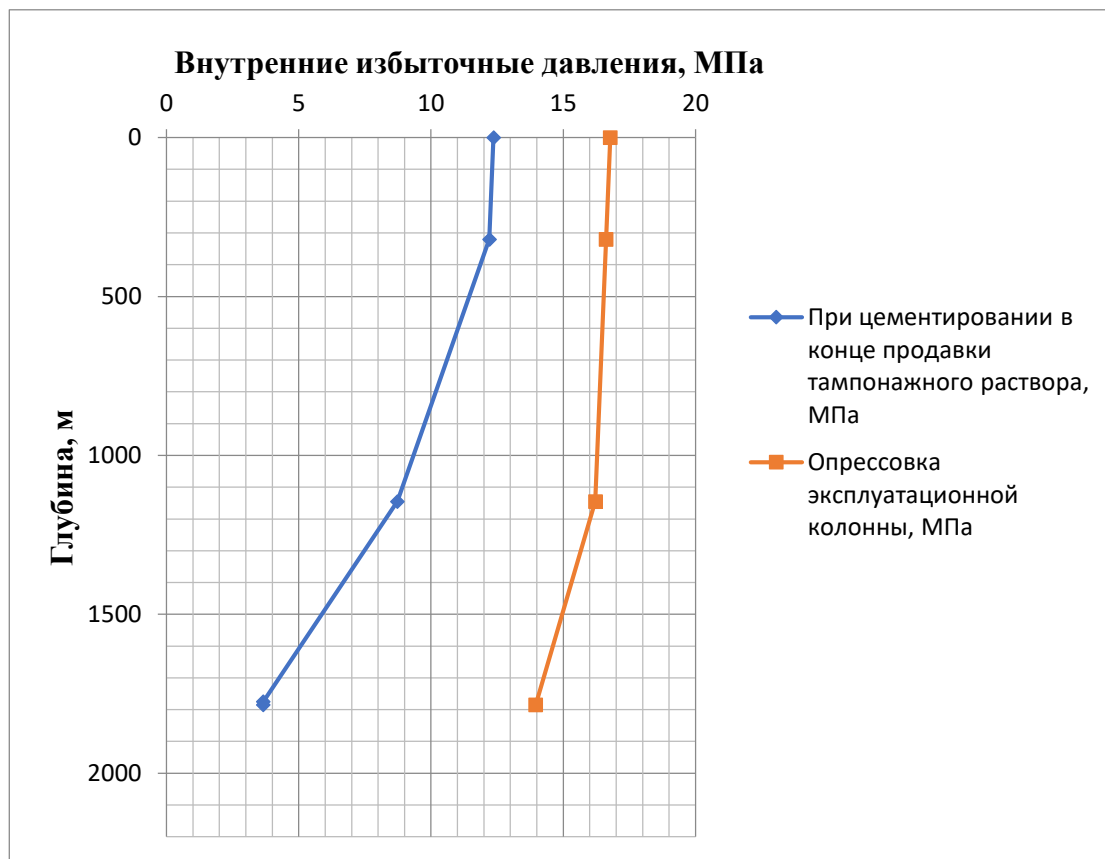


Рисунок 11 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутренние избыточные давления при опрессовке хвостовика представлены на рисунке 12.



Рисунок 12 – Эпюры внутренних избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине, основными условиями, влияющими на выбор группы прочности, толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а также недопущения страгивания в замковом соединении.

В направлении, мы взяли не обычные обсадные колонны, а термокейсы, так-как у нас многолетнемерзлые породы.

Результаты расчетов сведены в таблицу 32.

Таблица 32 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	54	67	3618	3618	0-54

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	826	47,2	38982	38982	0-826
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	344	35,4	12178	60725	1503-1847
2	ОТТМ	Д	8	1503	32,3	48547		0-1503
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	6,4	583	16,9	9852,7	9852,7	1847-2180

2.4.2 Расчёт и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (20)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (21)$$

$$P_{гс кп} = 26,053398 \text{ МПа.}$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{тр н}$, $\rho_{тр обл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (22)$$

$$P_{гд} = 0,0013 \cdot 1847 = 2,3205 \text{ МПа.}$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$26,053398 + 2,3205 \leq 0,95 \cdot 0,0199 \cdot 1785,$$

$$28,373898 \leq 33,745425.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.1 Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Объём тампонажного раствора $V_{тр}$ (в m^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства, объёма кольцевого пространства между стенками скважины и стенками обсадной колонны учитывая коэффициент кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эки}^2) \cdot (L - L_{тк}) + (D_{квн}^2 - D_{эки}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + d_{эквн1}^2 \cdot l_{ст}] / 4. \quad (23)$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр} = V_{тр\ обл} + V_{тр\ норм}. \quad (24)$$

Рассчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр\ обл} = \pi \cdot [((D_{тквн}^2 - D_{эки}^2) \cdot (L_{тк} - L_1)) + ((D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эки}^2) \cdot (L - h_2 - L_{тк}))] / 4. \quad (25)$$

$$V_{тр\ норм} = \pi \cdot [(D_{экд}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эки}^2) \cdot h_2 + D_{эквн1}^2 \cdot l_{ст}] / 4. \quad (26)$$

$$V_{обл\ пл} = 0,785 \cdot (((0,2287^2) - (0,1683^2)) \cdot (820 - 320)) + (((0,2159^2) \cdot 1,23 - (0,1683^2)) \cdot (1785 - 820 - 640)) = 18,83\ m^3.$$

$$V_{н\text{пл}} = 3,14 * (((((0,2159^2) * 1,10) - (0,1683^2)) * 640) + ((0,15196^2) * 10)) / 4 = 11,71 \text{ м}^3.$$

$$V_{mp} = 18,83 + 11,71 = 30,54 \text{ м}^3.$$

где L_l – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{\text{эквн } 1}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{\text{ст}}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

2.4.2.2 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Объем буферной жидкости для цементировании эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (27)$$

где $S_{к.п.о.с} \text{ } 0,02211 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{кп} = 0,5 \text{ м/с}$ – скорость восходящего потока (0,5–0,8 м/с);

$t = 600 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным $600 \div 720 \text{ с}$ при ламинарном течении).

$$V_{б.ж.} = 0,02111 \cdot 0,5 \cdot 600 = 6,333 \text{ м}^3.$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м^3) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{эквн}}^2 \cdot L - d_{\text{эквн } 1}^2 \cdot h_{\text{ст}})] / 4. \quad (28)$$

$$V_{\text{прод}} = 1,03 * 3,14 * ((0,1802^2) * 1785 - (0,15196^2) * 10) / 4 = 46,68 \text{ м}^3.$$

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

В таблице 33 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 33 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,33	1,3	1050	1,333	МБП-СМ	0,533
		5		2,666	МБП-МВ	1.066
Продавочная жидкость	46,68		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	18,83		1400	16,00	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	12344,5
					НТФ	6,56
Нормальной плотности тампонажный раствор	11,71		1820	7,82	ПЦТ-II-50	15077,8
					НТФ	3,21

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементированного оборудования скважины

Исходя из общей массы тампонажной смеси расположенной в бункерах, рассчитываем потребное число цементосмесительных:

$$m = G_{\text{сyx}} / G_{\text{с}}. \quad (29)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$m = 15,0778 / 13 = 1,159834425 \text{ (требуется 2 цементосмесительная машина)}$$

- Для облегченного

$$m = 12,3445 / 10 = 1,234453528 \text{ (требуется 2 цементосмесительных машины)}$$

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно.

В таблице 34 представлены результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования.

Таблица 34 – Результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Направление	—	2
Кондуктор	2	2
Эксплуатационная колонна	2	2
Хвостовик	—	2

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится две цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и две для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементирующей техники представлена на рисунке 15.

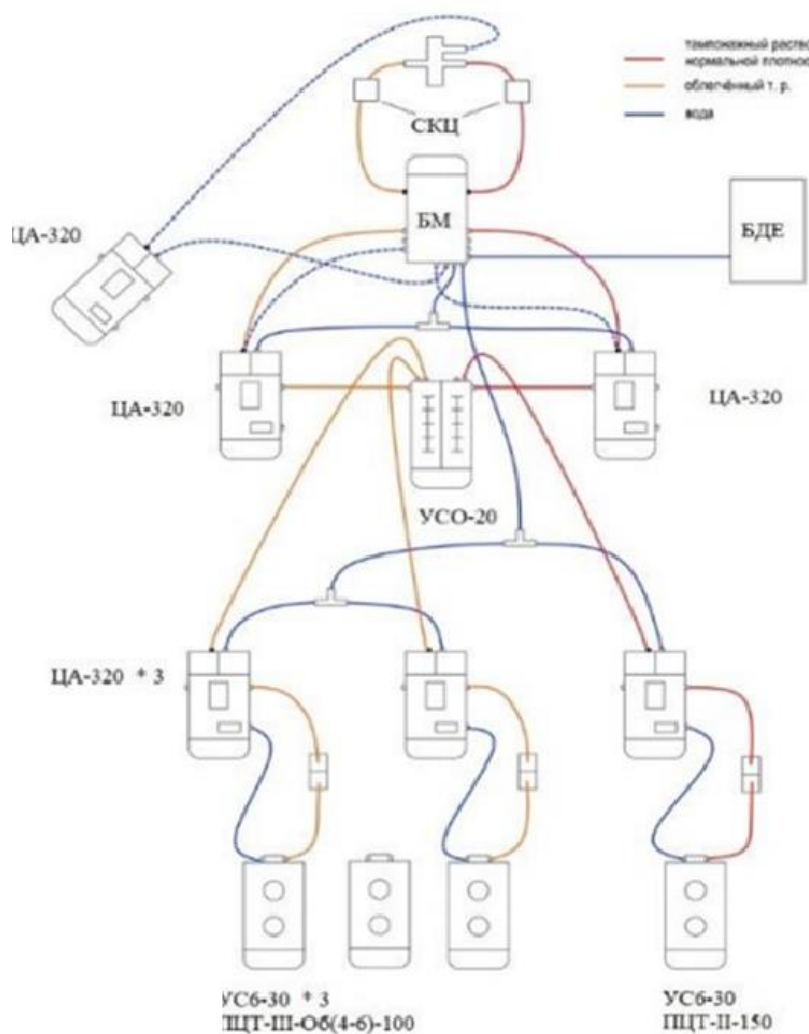


Рисунок 15 – Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для подвешивания хвостовика проектируется подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая, которая подбирается в соответствии с диаметрами колонн.

Для дальнейшего проведения многостадийного гидроразрыва пласта, в оснастку включены муфты ГРП, активируемые перепадом давления.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 35.

Таблица 35 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, D _{усл} мм	Наименование, шифр, типоразмер, Производитель: Endeavour	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От по стволу	До по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 323,9	БКМ-324	54	54	1	1
	ЦКОД-324	44	44	1	1
	ЦЦ2-324/394	0	20	2	4
		20	50	1	
		50	54	1	
	ПРП-Ц-324	44	44	1	1
Кондуктор, 244,5	БКМ-245	826	826	1	1
	ЦКОД-245	816	816	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	20	2	30
		20	806	26	
		806	826	2	
	ПРП-Ц-245	813	813	1	1
Эксплуатационная колонна, 168,3	БКМ-168	1847	1847	1	1
	ЦКОД-168	1837	1837	1	1
	ЦПЦ-168/216	0	30	3	69
		30	1556	51	
		1556	1636	8	
		1636	1842	6	
		1842	1847	1	
	ЦТ 168/216	1556	1609	2	17
		1609	1635	2	
		1238	1493	13	
	ПРП-Ц-В-168	1817	1817	1	1
	ПРП-Ц-Н-168	1827	1827	1	1
Хвостовик, 114,3	БКП-Вр-114	2180	2180	1	1
	ЦКОДУ-114	2170	2170	1	1
	ЦПЦ-114/146	1597	2037	15	26
		2037	2053	2	
		2053	2064	1	
		2064	2127	6	
		2127	2175	2	
		2175	2180	1	
	ПХН1. 114/168 (ЗЭРС)	1597	1597	1	1

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольматации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия KCl.

Плотность жидкости глушения определяется для газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 30:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (30)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункту 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,073 \cdot 1965}{9,81 \cdot 1965} = 752 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

Согласно правилам, при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 31:

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}), \quad (31)$$

где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{внЭК}$ – внутренний объем ЭК, м³,

$$V_{ж.г.} = 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2 \cdot 0,7854 \cdot (0,0283 \cdot 1527 + 0,01306 \cdot 583) = 79,84 \text{ м}^3.$$

2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21, так-как в разрезе у нас присутствуют газовые пласты, а также для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1)

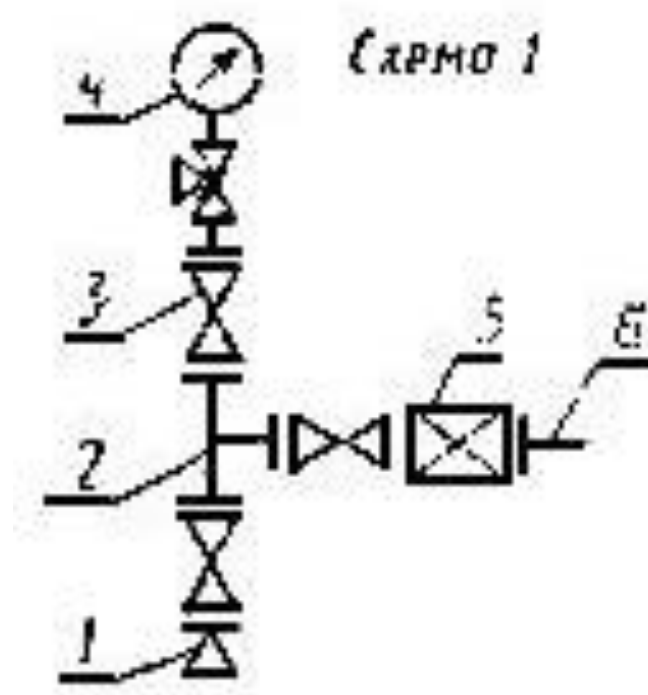


Рисунок 16 – Арматура фонтанная АФ1-80/65х21

2.4.4.3 Вызов притока

В основе всех способов вызова притока лежат три технологических приёма создания депрессии на продуктивный пласт:

- уменьшение плотности жидкости в скважине;
- снижение уровня жидкости в скважине;
- снижение давления в интервале продуктивного пласта с помощью струйных насосов.

Технология освоения скважин эжекторными установками с очисткой призабойной зоны производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата.

Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии.

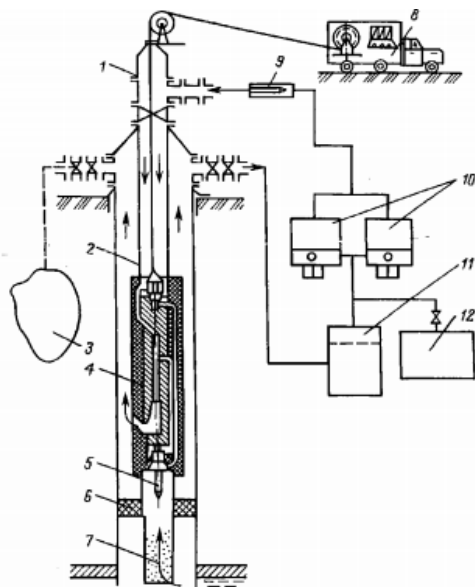


Рисунок 17– Схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УЭОС-2

2.4.4.4 Выбор пластоиспытателя

Опробование пластов без подъёма бурильного инструмента на поверхность производится при помощи опробователей, пробоотборник которых сбрасывают в бурильные трубы. В этом случае при спуске бурильного инструмента в скважину над долотом устанавливают гидравлический пакер и вскрытие пласта производят, как при бурении. После этого в бурильную колонну сбрасывают пробоотборник, который перекрывает внутреннее отверстие пакера под действием избыточного давления, создаваемого внутри бурильных труб. Происходит перекрытие затрубного пространства скважины, а затем открытие.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего исходя из условной глубины бурения, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Таблица 37 – Результаты проектирования буровой установки

БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	68,20	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк} + Q_{свп}$	$120 > 68,2$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	60,73	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об} + Q_{свп}$	$180 > 60,73$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	88,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$2,26 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Особенности проходки интервалов в солевых отложениях

3.1 Совершенствования проходки скважин в соленосных отложениях

Рабочие функции бурового раствора предназначены для обеспечения безотказных условий бурения и улучшают качества процесса бурения увеличивают скорость проходки интервала. Из-за это, бывает необходимо изменить состав бурового раствора и улучшить стандарты их производства.

Первостепенно, необходимо брать во внимание такие важные и взаимосвязанные проблемы как:

удельный вес растворов;

наличие в них твердой фазы.

Так-как увеличение удельного веса БР, из-за которого создается резерв гидростатического давления, приводит к осложнениям, потере механической скорости бурения и увеличению стоимости бурения ствола скважины.

Главное в этом процессе – не только уменьшить удельный вес БР, а также создать условия при которых получится разница между гидростатическим и пластовым давлением. Разумеется, каждый отдельный взятый случай должен описываться своими техническими параметрами, твердостью и абразивностью пробуриваемых пород, техсостоянием устьевого оборудования, геологическими условиями буровой площадки и т. д.

В последнее время тема бурения в солевых отложениях стала чрезвычайно актуальной в связи с поиском залежей нефти и газа в этих отложениях. Такой тип отложения встречается на территориях Афгано-Таджикской впадины, Прикаспийской впадины, Восточной Сибири и т.д.

На территории Афганско-Таджикской впадины, где проводятся геофизические и сейсмические исследования, в попытках найти новые запасы нефти и газа под мощными соляными отложениями, которые составляют три, четыре километра. Так-как эти соли не являются однородными, то эта задача становится еще более сложной. Эти соли содержат высокоагрессивные калийные

и магниевые образования, которые образуют нестабильность ствола скважины из-за пересечения солей и глинистых пропластков. Также нестабильность ствола скважины вызывает склонность солей к пластическому течению из-за воздействия на них давление столба жидкости. Из-за особенностей магниевых солей, проходка в них становится крайне осложнена, так-как при контакте с жидкостью они становятся текучими и попадают в скважину.

Большое количество осложнений вызывает невозможность подобрать идеальный состав бурового раствора и химической обработки для того или иного интервала бурения, однако все-же есть общие принципы, по которым работают буровые растворы и их составляющие.

Во-первых, чтобы не допустить разрушения ствола скважины из-за кавернообразования, которое вызвано растворением солей, которое с каждым метром увеличивается так-как зачастую, чем ниже забой, тем выше температура. Исследования показали, что в таких случаях раствор необходимо перенасыщать 5-10% высокодисперсным избытком соли, которая не удаляется в очистных устройствах.

Во-вторых, есть метод основанный на правиле взаимной растворимости солей, который гласит, что если сильно растворимые соли войдут в контакт менее растворимыми, то растворимость менее растворимых солей станет еще меньше. Эксперименты показали, что в тройной системе NaCl-KCl-MgCl_2 в присутствии 7,58% MgCl_2 растворимость NaCl с 26,33% (при 200 ° C) снижается до 12,89% и растворимость KCl с 26,12 снижается до 9,04%.

Следовательно, при проходке в калиевых или натриевых солях, добавление карналлита или бисшоппита может снизить их растворение до минимума. При бурении солей магния ингибирующее действие добавки прекращается, они переходят в буровой раствор до тех пор, пока не станут насыщенными, и в то же время вытесняют хлорид натрия и калий, присутствующие в системе, в соответствии с новыми условиями равновесия [7].

В-третьих, условием для БР при проходке в соляных отложениях с прослоями аргиллитов – это уменьшение водоотдачи. Этому мешают высоко

агрессивные соли и большие температуры на забое. Для решения этой проблемы используют реагенты из крахмала, что способствует стабилизации БР от солей, но они нестабильны, когда температура в скважинах превышает 100-200. Для решения этой проблемы, существует общее правило повышения эффективности комбинированной химической обработки.

В-четвертых, условием для буровых растворов насыщенных солью, является сохранение необходимых структурно-механических свойств, их кинетической стабильности и возможности утяжеления. Если не предъявляются требования к устойчивости ствола скважины, т.е. при бурении с рассолами и химически необработанными флюидами, нет трудностей в регулировании реологических свойств. Сложнее со стабилизированными буровыми растворами, так-как в этих растворах защитные коллоиды вызывают стабилизационное разжижение, что ведет за собой потерю структуры и даже выпадение крупнодисперсной фазы [8]. В этом случае, комбинированная обработка солевых буровых растворов защитными реагентами (КМЦ, крахмал, гипан) и окисленным петролатумом очень эффективна и приводит к общему улучшению качества и формированию стабильной структуры.

В-пятых, проблемы проходки в соляных отложениях уменьшаются за счет использования углеводородных буровых растворов, так-как они никак не взаимодействуют с солями. Такой тип бурового раствора является экономически невыгодным, но иногда используется, для вскрытия продуктивных пластов, так-как не ухудшает коллекторские свойства пласта.

Со значительным ростом глубины, возникают новые проблемы, связанные с бурением высоко агрессивных пластов с рапопроявлением. Эти проблемы ставят в затруднительное положение наши успехи в технологии химической обработки буровых растворов. Следует искать защитные реагенты, которые могут обеспечить защиту от температур в диапазоне 200-300 градусов, ингибиторы, которые смогут защитить нас от высоко коррозионных солей и т.д. [7].

3.2 Повышение надежности эксплуатации глубинного оборудования скважины в условиях отложения солей

Соляные отложения, появляющиеся на ГНО пагубно сказываются на эксплуатации скважины, так-как из-за этого ремонт скважины проводится чаще обычного, а также само оборудование быстрее приходит в негодность [9].

Для избавления от соляных отложений используют ингибиторы отложения солей, главным компонентом которых являются разбавленные кислоты. Но также есть и минусы, эти кислоты пагубно влияют на ГНО, так-как являются высоко коррозионными [7].

Также солевые отложения образуются и на трубах, а для их удаления используют ингибиторы отложения солей вместе со скребками.

Из-за частых спуско-подъемных операций по смене насосного оборудования в наклонно-направленных скважинах истираются стенки колонн, так-как создается трение между металлом насосно-компрессорных труб и металлом колонны. В результате, это приводит в непригодность самый дорогой элемент скважинного оборудования – эксплуатационную колонну [10].

Если приведенный выше способ является мало эффективным из-за оседания асфальто-смоло-парафиновых субстанций на солях, которые обволакивают собой подземное оборудование, то следует использовать патент РФ №2375544. Этот патент описывает оборудование, которое способно сначала отчистить оборудование от асфальто-смоло-парафиновых веществ, а следом избавиться от соляных отложений. Устройство представлено на рисунке 18.

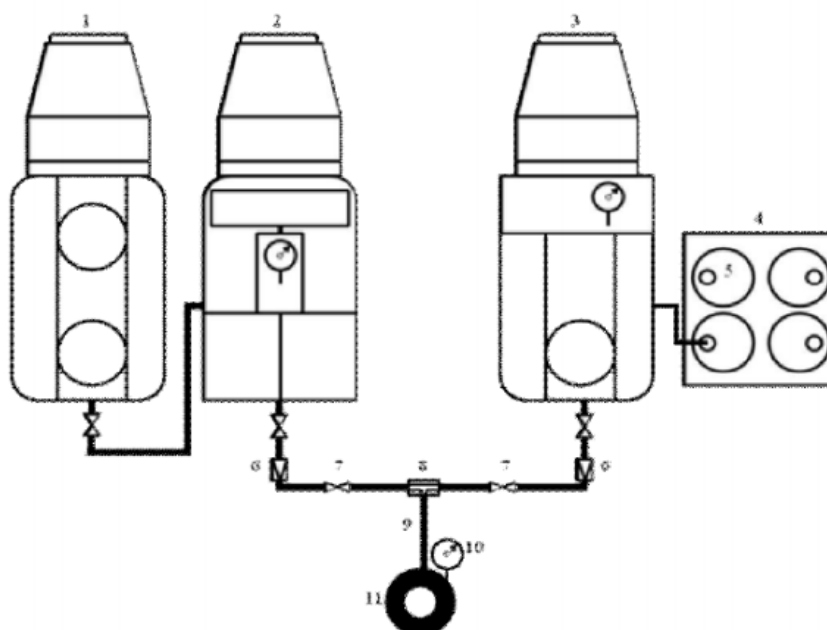


Рисунок 18 – Схема обработки скважины от отложения неорганических солей на глубинно-насосном оборудовании [10]:

1 – автоцистерна АЦ-8; 2 – цементируочный агрегат ЦА-320; 3 – кислотовоз СИН-32; 4 – площадка для хранения химических реагентов; 5 – химический реагент для обработки скважин от АСПО; 6 – обратные клапана; 7 – краны шаровые; 8 – тройник; 9 – соединительный трубопровод; 10 – манометр; 11 – скважина

3.3 Технология и оборудование для отчистки труб от солевых отложений

Очистка труб от солевых отложений - сложная экологическая проблема. На основании проведенных опытно-промышленных испытаний установлено, что электрогидроимпульсная технология обеспечивает эффективное удаление солевых отложений с внутренней поверхности трубы и значительно снижает радиационное излучение от труб.

Очистка трубопроводов от твердых солевых отложений, которые накапливаются во время эксплуатации нефтяных скважин, является проблемой. Так-как не все типы отложений могут быть удалены, что связано с недостатками текущего развития в этой области. Подобные соли могут увеличить

радиационный фон, что приведет нас к невозможности их утилизации, а также отложения будут сужать диаметр труб, что в будущем может привести к не проходу оборудования на забой.

Чтобы избавиться от этих отложений можно использовать электрогидроимпульсные технологии, идея которых заключается в использовании электрического заряда, который бьет в жидкость, а она в свою очередь передает этот заряд трубам и солям, под которым стенки труб испытывают упругую деформацию, а восходящие потоки жидкости помогают оторвать эти соли от труб [10].

Для электрогидроимпульсной очистки труб от солевых отложений разработано несколько технологических схем, отличающихся конструкцией разрядной головки, позволяющей формировать разрядный канал по оси или по радиусу трубы и выводить его из потенциала электрод к стенке трубы. При разработке технологии производства следует ориентироваться на эффективность, а также на конструктивные и технологические свойства используемой схемы.

Разряд на стенке трубы является наиболее эффективным, так как он наилучшим образом использует все эффекты электрического разряда на солевые отложения.

Удаление разрушенных солевых отложений из внутренней полости трубы также является важной задачей. Разумнее всего промыть его внутреннюю полость водой.

Лабораторные испытания метода показали, что для надежной очистки участка трубы требуется от трех до десяти импульсов в зависимости от энергии разряда и свойств отложений солей. Минимальная энергия разряда с десятью импульсами в каждой секции составляет 4 кДж. Солевые отложения удаляются на длине 140-260 мм в зависимости от свойств соли. Поэтому для качественного избавления от солевых отложений, требуется проводить операцию по обработке каждые 140 мм.

Для тестирования оборудования в реальных условиях было разработано несколько систем:

- высоковольтная система – энергетический блок ГИТ 5-40 и разрядная штанга с соединительным кабелем;
- гидравлическая система – резервуар с водой, два гидронасоса (для подачи воды в трубу и закачки воды в емкость), фильтр для улавливания разрушенных солевых отложений и отстойник для очистки воды, соединительные трубы и шланги;
- система перемещения труб – рольганг и два стеллажа для хранения труб с солевыми отложениями и очищенных труб.

Система контролируется с помощью пульта. Место, где производятся эти электро-разрядные процедуры – рольганг, он в свою очередь, чем-то напоминает конвейер, так-как транспортировка труб производится при помощи роликов, скорость которых можно изменить по желанию.

3.4 Рапопроявление

Рапа представляет собой очень насыщенный раствор соли, по консистенции напоминающий гель. [11]

Рапа встречается не только на поверхности водоемов, но также и глубоко под землей, когда соли контактируют с водо-насыщенными горизонтами и пластами водо-насыщенных горных пород.

Из-за рапопроявления долото часто начинает скользить и сходит с намеченной траектории, что пагубно сказывается на процессе бурения.

На Оренбургских месторождениях в большинстве скважин присутствует рапа, следовательно и рапопроявление происходит довольно часто. При этом, в ходе фонтанирования, ее сопровождает выход сероводорода или других газов в таких количествах, что на платформе запрещено находиться, так-как это может быть опасно для жизни, так-как сероводород в больших количествах никак не замечается организмом. Из-за этого некоторые скважины даже выводят из эксплуатации.

На данный момент нам известен метод предугадывания участков с большой вероятностью рапопроявления:

С помощью геофизических исследований, можно спроецировать толщи солей и водных горизонтов в 3D и предугадать, где пересекаются эти платы и избегать этих участков во время проектирования скважин.

Минусы – не всегда возможно точно предположить, где расположены пересечения этих пластов, что приведет к проектированию менее дебитного куста.

Заключение

В результате исследования в реферативной работе была достигнута цель, изучены особенности проходки интервалов в солевых отложениях.

В работе решены следующие задачи:

1. изучены способы совершенствования проходки скважин в соленосных отложениях;
2. изучены способы повышение надежности эксплуатации глубинного оборудования скважины в условиях отложения солей;
3. исследованы технологии и оборудование для отчистки труб от солевых отложений;
4. рассмотрено такое явление, как рапопроявление, на примере Оренбургских месторождений.

Было выявлено, что метод ингибирования и удаления солей реагентами не всегда является действенным из-за асфальто-смоло-парафинов и следует использовать оборудование по принципу действия как патент №2375554.

Была рассмотрена наиболее эффективная схема для отчистки труб от солевых отложений, которая наиболее полно используются все виды воздействия электрического разряда на солевые отложения.

Также было выяснено, что рапопроявление – это явление очень неприятное, являющееся одним из тяжелых осложнений при бурении скважин в нефтегазоносных провинциях.

В результате можно сделать вывод, что, за счет применения реагентов и физико-химических методов (разбавление, концентрирование, диспергирование, взвешивание, добавление наполнителей) свойства буровых растворов могут быть значительно улучшены для текущей ситуации в скважине в хемогенных отложениях, а также было заключено, что оборудование для отчистки труб и ГНО от солей, является весьма действенным.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ЛУКОЙЛ-Коми занимает второе место по объемам добычи нефти среди предприятий Группы «ЛУКОЙЛ». Многотысячный коллектив предприятия занимается геологическим изучением, разведкой, поиском и добычей углеводородного сырья, реализацией нефти и газа, а также транспортировкой и хранением нефти.

Нефтяники ЛУКОЙЛ-Коми ставят перед собой задачу не только эффективно осваивать недра, но и восполнять минерально-сырьевую базу Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Работа строится на современных принципах обеспечения ресурсо- и энергосбережения, промышленной и экологической безопасности, социального партнерства с Республикой Коми и Ненецким автономным округом.

Главный принцип деятельности предприятия — обеспечение прироста запасов как минимум на уровне объема добычи. Нефтяники работают на месторождениях с различными геологическими условиями. Разная глубина залегания, богатый спектр свойств нефти и коллекторов предполагают использование разнообразных подходов к поиску и разработке.

ЛУКОЙЛ-Коми ведет свою деятельность в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на территории Ненецкого автономного округа (НАО) и Республики Коми (РК).

Большая часть нефти добывается в северной и центральной частях РК и на территории Большеземельской тундры в НАО.

В южной части Тимано-Печоры предприятие работает на месторождениях, с которых начиналась история «большой нефти» Тимано-Печоры. Сейчас ряд месторождений находится в поздней стадии разработки, и максимально возможный уровень добычи поддерживается за счет современных технологий. Инновационные подходы дали "вторую жизнь" таким ключевым месторождениям, как Усинское и Ярегское [14].

4.1.2 Организационная структура предприятия

Как и любая, организационно - управленческая структура, ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» имеет три уровня управления: высший, средний и оперативный. На высшем уровне управления принимаются наиболее общие решения по управлению предприятием и осуществляются функции стратегического планирования, общего контроля и связи с внешними структурами. На среднем уровне решения высшего уровня детализируются, преобразуются в конкретные планы, осуществляется выполнение функций текущего планирования, связи между высшим и низшим уровнями управления, контроля, управления производством и потоками ресурсов. Результатом деятельности работников оперативного уровня является выполнение производственной программы, происходит реализация функций управления основным и вспомогательным производством, оперативного управления и местного контроля.



Рисунок 19 – Организационная структура «ЛУКОЙЛ-Коми» [14]

Во главе компании стоит генеральный директор. Он решает самостоятельно все вопросы деятельности компании. Также он распоряжается в пределах предоставленного ему права имуществом, заключает договора. Издаёт приказы и распоряжения, обязательные к исполнению всеми работниками компании. Директор несет в пределах своих полномочий полную ответственность за деятельность комбината, обеспечение сохранности товарно-материальных ценностей, денежных средств и другого имущества компании.

В подчинении директора находятся заместитель директора по экономике и финансам; заместитель директора по коммерческим вопросам; заместитель директора по персоналу и общим вопросам; главный бухгалтер; главный инженер.

Заместитель директора по экономике и финансам - осуществляет организацию и совершенствование экономической деятельности компании, направленной на повышение производительности труда, эффективности и рентабельности производства и качества выпускаемой продукции, снижение ее себестоимости, обеспечение правильных соотношений темпов роста производительности труда и заработной платы, достижение наибольших результатов при наименьших затратах материальных, трудовых и финансовых ресурсов. Проводит работу по совершенствованию планирования экономических показателей деятельности компании, достижению высокого уровня их обоснованности, по созданию и улучшению нормативной базы планирования.

Заместитель директора по персоналу и общим вопросам возглавляет работу по обеспечению предприятия кадрами рабочих и служащих требуемых профессий, специальностей и квалификации в соответствии с уровнем и профилем полученной ими подготовки и деловых качеств, принимает трудящихся по вопросам найма, увольнения, перевода, контролирует расстановку и правильность использования работников в подразделениях компании, обеспечивает прием, размещение и расстановку молодых

специалистов и молодых рабочих в соответствии полученной в учебном заведении профессией и специальностью.

Главный бухгалтер осуществляет организацию бухгалтерского учета хозяйственно-финансовой деятельности компании и контроль за экономным использованием материальных, трудовых и финансовых ресурсов. Организует отчет поступающих денежных средств, учет издержек производства и обращения, выполнения работ, а также финансовых, расчетных и кредитных операций.

Также, в подчинении директора стоит главный инженер. Он определяет техническую политику. Обеспечивает постоянное повышение уровня технической подготовки производства, его эффективности и сокращение материальных, финансовых и трудовых затрат на производство продукции, работ, высокое их качество. Обеспечивает эффективность проектных решений, своевременную и качественную подготовку производства, техническую эксплуатацию, ремонт и модернизацию оборудования, достижения высокого уровня качества продукции в процессе ее разработки и производства.

Таким образом, можно сделать вывод, что высшее руководство компании ОАО «ЛУКОЙЛ» имеет линейную структуру управления. Это проявляется в непосредственном подчинении по всем вопросам нижестоящих подразделений вышестоящим [14].

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;

- бурение и крепление скважины;

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам, определяется по формуле:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad (31)$$

где: $T_{Б1}$ - норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (32)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (33)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (34)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (35)$$

где: $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{СВ}$ - нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени.

4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad (36)$$

где: H – глубина скважины, м;

t_m - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле:

$$V_P = \frac{A}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час}, \quad (37)$$

где: t_{cno} – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле:

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / см.мес} \quad (38)$$

где: T_K – календарное время бурения, час.

Результаты расчета нормативной карты представлены в таблице В.1 приложения В [9;10].

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 15 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 15 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы занимают 1327 часов (56 дня), буровые работы и подготовительные 458 часов (20 дней). Линейный календарный график проведения работ предоставлен в таблице 38.

Таблица 38 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы			
		1	2	3	
Вышкомонтажная	54				
Бурения	20				
Испытания	11				

4.2.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- сметную цену всего объема буровых работ;
- накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные;
- свод затрат по строительству скважины.

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин, определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [12], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы;
- 3 часть – Бурение и крепление скважины;
- 4 часть – Испытание скважины

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

Затраты зависящие от времени:

- оплата труда буровой бригады;
- содержание бурового оборудования и амортизация.

Затраты зависящие от объема работ (на 1 м проходки):

- расход долот;
- износ бурильных труб;
- расходуемые в процессе эксплуатации материалы, химические реагенты;
- Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2020 года индекс составляет 235,35 [13].

Сметный расчет на бурение скважины в ценах 1984 года представлен в таблице Б.2 приложения Б.

Сметный расчет на крепление скважины в ценах 1984 года представлен в таблице Б.3 приложения Б.

Сводный сметный расчет представлен в таблице Б.4 приложения Б.

5. Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой производится вахтовым методом, так-как зачастую месторождения располагаются в труднодоступных и удаленных от населенной местности местах. Режим работы вахтовым методом регламентируется согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Согласно ТК РФ гл.47 ст.298, к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [15].

Согласно ТК РФ гл.47 ст.300:

1. При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

2. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

3. Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Согласно ТК РФ гл.47 ст.301:

1. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для

принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

2. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха [15].

3. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

4. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха [15].

Согласно Федеральному закону от 27.07.2010 N 226-ФЗ, должен заключаться договор обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте.

5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

На буровой, работа в основном выполняется стоя, следовательно, стоит оборудовать рабочее место, согласно «ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя» [16]:

1. рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека;

2. выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля;

3. при проектировании оборудования и организации рабочего места следует учитывать антропометрические показатели женщин (если работают только женщины) и мужчин (если работают только мужчины); если оборудование обслуживают мужчины и женщины — общие средние показатели мужчин и женщин;

4. организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15°.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [17], характерных для строительства скважины, представлены в таблице 39.

Таблица 39 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Изготовление	Эксплуатация	
1.Повышенные уровни шума	-	+	+	СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на
2. Повышенные уровни вибрации	-	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных

Продолжение таблицы 39

3. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
5. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность

5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

5.3.1 Повышенные уровни шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор и так далее.

Согласно СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96, предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности представлены в таблице 40 [18].

Таблица 40 – предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Примечания:

- для тонального и импульсного шума ПДУ на 5 дБА меньше значений, указанных в табл. 1;
- для шума, создаваемого в помещениях установками кондиционирования воздуха, вентиляции и воздушного отопления - на 5 дБА меньше фактических уровней шума в помещениях (измеренных или рассчитанных), если последние не превышают значений табл. 1 (поправка для тонального и импульсного шума при этом не учитывается), в противном случае - на 5 дБА меньше значений, указанных в табл. 1;
- дополнительно для колеблющегося во времени и прерывистого шума
- максимальный уровень звука не должен превышать 110 дБА, а для импульсного шума - 125 дБА [18].

5.3.2 Повышенные уровни вибрации

Согласно «СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», по источнику возникновения вибраций различают [19]:

1. локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного механизированного инструмента (с двигателями), органов ручного управления машинами и оборудованием;

2. локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного немеханизированного инструмента (без двигателей), например, рихтовочных молотков разных моделей и обрабатываемых деталей;

3. общую вибрацию 1 категории - транспортную вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах самоходных и прицепных машин, транспортных средств при движении по местности, агрофонам и дорогам (в том числе при их строительстве). К источникам транспортной вибрации относят: тракторы сельскохозяйственные и промышленные, самоходные сельскохозяйственные машины (в том числе комбайны); автомобили грузовые (в том числе тягачи, скреперы, грейдеры, катки и т.д.); снегоочистители, самоходный горно-шахтный рельсовый транспорт;

4. общую вибрацию 2 категории - транспортно-технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок, горных выработок. К источникам транспортно-технологической вибрации относят: экскаваторы (в том числе роторные), краны промышленные и строительные, машины для загрузки (завалочные) мартеновских печей в металлургическом производстве; горные комбайны, шахтные погрузочные машины, самоходные бурильные каретки; путевые машины, бетоноукладчики, напольный производственный транспорт;

5. общую вибрацию 3 категории - технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. К источникам технологической вибрации относят: станки металло- и деревообрабатывающие, кузнечно-прессовое оборудование, литейные машины, электрические машины, стационарные электрические установки, насосные

агрегаты и вентиляторы, оборудование для бурения скважин, буровые станки, машины для животноводства, очистки и сортировки зерна (в том числе сушилки), оборудование промышленности стройматериалов (кроме бетоноукладчиков), установки химической и нефтехимической промышленности и др. [19].

Согласно «СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», общую вибрацию категории 3 по месту действия подразделяют на следующие типы [19]:

а) на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий;

б) на рабочих местах на складах, в столовых, бытовых, дежурных и других производственных помещений, где нет машин, генерирующих вибрацию;

в) на рабочих местах в помещениях заводоуправления, конструкторских бюро, лабораторий, учебных пунктов, вычислительных центров, здравпунктов, конторских помещениях, рабочих комнатах и других помещениях для работников умственного труда;

Исходя из выше сказанного работа на буровой относится к вибрации 3 категории, а по месту действия к типу «в» и предельно допустимые значения вибрации рабочих мест представлены в таблице 41.

Таблица 41 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа «в»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_o , Y_o , Z_o							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с 10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,6	0,0130		82		0,130		88	
2,0	0,0110	0,020	81	86	0,089	0,180	85	91
2,5	0,0100		80		0,063		82	
3,15	0,0089		79		0,045		79	

Продолжение таблицы 41

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4,0	0,0079	0,014	78	83	0,032	0,063	76	82
5,0	0,0079		78		0,025		74	
6,3	0,0079		78		0,020		72	
8,0	0,0079	0,014	78	83	0,016	0,032	70	76
10,0	0,0100		80		0,016		70	
12,5	0,0130		82		0,016		70	
16,0	0,0160	0,028	84	89	0,016	0,028	70	75
20,0	0,0200		86		0,016		70	
25,0	0,0250		88		0,016		70	
31,5	0,0320	0,056	90	95	0,016	0,028	70	75
40,0	0,0400		92		0,016		70	
50,0	0,0500		94		0,016		70	
63,0	0,0630	0,110	96	101	0,016	0,028	70	75
80,0	0,0790		98		0,016		70	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,014		83		0,028		75

5.3.3 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [20].

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 42, согласно СанПиН

2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [20].

Таблица 42 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

5.3.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному [21].

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 43.

Таблица 43 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блокпусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

5.3.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие [22].

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц.

Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлен в таблице 44.

Таблица 44 – Предельно допустимые уровни напряжения и тока

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые уровни, не более, при продолжительности воздействия тока I_a , с											
		0,01 - 0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св · 1,0
Переменный , 50 Гц	$U_{a,B}$	650	50	25	16	12	10	85	70	65	55	50	36
	I_a, mA		0	0	5	5	0						6
Переменный , 400 Гц	$U_{a,B}$	650	50	50	33	25	20	17	14	10	11	10	36
	I_a, mA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
Постоянный	$U_{a,B}$	650	50	40	35	30	25	24	23	22	21	20	40
	I_a, mA		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы

дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК. В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей [23].

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных;
- агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов [23].

5.4.2 Защита гидросферы

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность

заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры [24]:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ, при этом отметки платформ и площадок должны быть выше максимального уровня подъема паводковых вод для данной местности;
- буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;
- выбуренный шлам, твердые отходы производства, материалы, непригодные к дальнейшему использованию, должны быть вывезены с территории скважины в шламоотвалы и полигоны для промышленного захоронения отходов, места размещения которых и обустройство должны быть согласованы в установленном порядке;
- разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Контроль качества вод в пунктах контроля, входящих в Общегосударственную службу наблюдений и контроля за загрязненностью объектов природной среды (ОГСНК), осуществляют по ГОСТ 17.1.3.07-82, в пунктах контроля, не входящих в ОГСНК - по программам, согласованным с соответствующими органами государственного контроля за состоянием и качеством вод [24].

Для повышения качества цементировании необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку

турбулизаторы, выжидать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

5.4.3 Защита литосферы

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал буровых труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Архейскую систему газонефтяного месторождения.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен J образный профиль скважины, для успешной его проводки было решено применять роторное бурение под направление, совмещенное бурение (ротор+ ВЗД) для кондуктора и эксплуатационной колонны, а для интервала под хвостовик я использовал совмещенное бурение (ротор+ ВЗД), а также роторное бурение с отбором керна.

Литологическая характеристика разреза показала, что он сложен породами, с высокой плотностью и абразивностью, в связи с этим были выбраны долота, устойчивые к высоко абразивным горным породам.

Для бурения интервала под направления выбран бентонитовый буровой раствор. Бурение четвертичных отложений требует достаточно вязкий раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых пород формирует фильтрационную корку, стабилизирующую породы.

В интервалах под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем минерализованный глинистый раствор. Выбор данного типа раствора обусловлен тем, что в этой части разреза скважины присутствуют каменные соли, доломиты, известняки и гипсы, а также наблюдаются такие осложнения, как поглощения, кавернообразования.

Интервал бурения под хвостовик сложен хомогенными породами, аргиллитами и песчаниками, а также в нем находится продуктивный пласт и для его наименьшего загрязнения выбираем биополимерный буровой раствор.

Этот интервал имеет аномально низкое пластовое давление, но так-как давление гидроразрыва пласта в нашем случае превышает пластовое давление на 0,01 МПа/м и более, то мы никак не сможем получить гидроразрыв пласта.

В специальной части были рассмотрены проблемы проходки в соленосных отложениях, что такое рапопроявление, а также как повысить надежность и время работы оборудования и труб в соленосных отложениях.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Раздел социальная ответственность содержит основные выкладки по технике безопасности на буровой установке, также в данном разделе рассмотрены основы охраны окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Леонов, В.О. Курсовой проект «Выявление застойных зон в емкости для бурового раствора»[Текст] / В.О. Леонов. – Томск:ТПУ, 2019 – 10с
5. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
6. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
7. Габдуллин Р.Ф., Мусин Р.Р., Антипин Ю.В., Яркеева Н.Р., Гильмутдинов Б.Р., Дорофеев С.В. Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотосодержащих пен // Нефтяное хозяйство. 2005. № 7. С. 102-105.
8. Мурзагильдин З.Г., Шайдуллин З.Г., Шайхаттаров Ф.Х., Рекин С.А. Особенности коррозии и защиты нефтепромыслового оборудования в сероводородосодержащих средах // Нефтепромысловое дело. 2002. № 5. С. 38-41.

9. Шакрисламов А.Г., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Гарифуллин Ф.С. Повышение надежности эксплуатационной колонны в условиях солеотложения и коррозии // Нефтяное хозяйство. 2007. № 8. С. 128-131.

10. Пат. №2375554 РФ, МКИ Е 21 В / Способ повышения межремонтного периода работы глубиннонасосного оборудования добывающей скважины, осложненной солеотложениями / Гарифуллин Ф.С., Долгов Д.В., Минязев И.К., Валеев А.М., Волочков А.Н. (Россия); заяв. 15.02.2008; опубл. 10.12.2009, Бюл. №34.

11. <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142488-rapoproxyavlenie-proxyavlenie-rapa/> – [Электронный ресурс].

12. СНиП IV-5-82 «Скважины на нефть и газ. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин». – Введ. 01.01.1985 – Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства

13. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2020 года».

14. <https://komi.lukoil.ru/ru/About/GeneralInformation> – [Электронный ресурс].

15. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0

16. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя – Введен 1979-01-01. – постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 26 апреля 1978 г. N 1100

17. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». – Введ. 2017-

03-01. – межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 декабря 2015 г. N 48)

18. СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 36

19. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 40

20. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. с момента утверждения. – утвержденных Минздравом СССР от 31.03.86., N 4088-86

21. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 1996-01-01. – постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78 в качестве строительных норм и правил Российской Федерации взамен СНиП II-4-79.

22. ГОСТ 12.1.038-82 «Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». – Введ. 1983-07-01. – Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30.07.82 N 2987

23. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями». – Введ. 1980-01-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24 августа 1978 г. N 2329 дата введения установлена 01.01.80

24. ГОСТ 17.1.3.12-86 «ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОХРАНЫ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ». – Введ. 1987-07-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691

Приложения А

Расчеты профиля проектируемой скважины

Таблицы А.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	с горизонтальным участком на конце									
Глубина скважины по вертикали, м				2100		Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м			0,6064	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				1965		Зенитный угол в конце участка набора угла, град			19	
Длина первого участка стабилизации, м				500		Отход скважины, м			496,48	
Длина второго участка стабилизации, м				1 367		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град			19	
Расчётные данные										
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м		Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Длина интервала, м	За интервал	Общее	В начале	На конце	Интервала	Общая	
1	0	54	54	0	0	0	0	54	54	
2	54	820	766	55,74	55,74	0	19	772	826	
3	820	1785	965	332,28	388,02	19	19	1 021	1847	
4	1785	1965	180	61,98	450	19	19	280	2127	
5	1965	2100	135	46,48	496,48	19	19	53	2180	

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица А.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0–54 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0,4	393,7	–	3-177	Ниппель	0,152
2	Переводник П-177/171	0,529	225	100	3-177	Муфта	0,096
					3-171	Муфта	
3	8К-393,7 МС	1,27	393,7	100	3-171	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
4	Переводник М-171/161	0,538	225	73	3-171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
5	УБТС2-203	18	203	80	3-161	Ниппель	3,852
					3-161	Муфта	
6	Переводник П-161/163	0,53	225	76	3-161	Ниппель	0,09
					3-163	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,375	240	80	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник П-163/162	0,512	225	76	3-163	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
9	СБТ ТБ ПК-127х9,19 Е	До устья	127	109	3-162	Ниппель	1,017
					3-162	Муфта	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под кондуктор (54–826 м)							
1	БИТ 295,3 В 616 УМ.38	0,5	295,3	–	3-152	Ниппель	0,09
2	Переводник П-152/152	0,47	172	80	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	2-КА 294,0 СТ	1,27	295	80	3-152	Ниппель	0,103
					3-152	Муфта	
4	Д-240 РС	10,14	240	–	3-171	Ниппель	2,547
					3-171	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-171	Ниппель	0,105
					3-133	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-240РС	0,375	240	55	3-133	Ниппель	0,043
					3-133	Муфта	
7	Переводник П-163/152	0,521	225	101	3-133	Ниппель	0,087
					3-133	Муфта	
8	2-КА 294,0 СТ	1,27	172	80	3-152	Ниппель	0,103
					3-152	Муфта	
9	НУБТ 240	9	240	100	3-152	Ниппель	2
					3-152	Муфта	
10	ТЭМС-240	–	240	100	3-152	Ниппель	–
					3-152	Муфта	
11	НУБТ 240	9	240	100	3-152	Ниппель	2
					3-152	Муфта	
12	Переводник П-152/161	0,521	225	100	3-152	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
13	УБТС2-203	16	203	100	3-161	Ниппель	3,44
					3-161	Муфта	
14	Переводник П-161/147	0,517	225	100	3-161	Ниппель	0,06
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	УБТС2-178	32	178	90	3-147	Ниппель	5,664
					3-147	Муфта	
16	Переводник П-147/162	0,527	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
17	СТБ ТБ ПК-127х9,19 Д	До устья	127	108	3-162	Ниппель	35,44
					3-162	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (826–1847)							
1	БИТ 215,9 ВТ 613	0,37	215,9	–	3-171	Ниппель	0,047
2	1-КА 214,0 СТ	0,295	214	70	3-171	Муфта	0,049
					3-171	Ниппель	
3	ДРУ2-172РС	8,54	172	–	3-171	Муфта	1,112
					3-133	Ниппель	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Муфта	0,103
					3-133	Ниппель	
5	Обратный клапан КОБ 172РС	0,93	172	55	3-133	Муфта	0,098
					3-133	Ниппель	
6	Переводник П-133/152	0,53	172	78	3-133	Муфта	0,031
					3-152	Ниппель	
7	НУБТ 178	9	178	80	3-152	Муфта	2
					3-152	Ниппель	
8	ТЭМС-178	–	178	80	3-152	Муфта	–
					3-152	Ниппель	
9	НУБТ 178	9	178	80	3-152	Муфта	2
					3-152	Ниппель	
10	Переводник П-152/147	0,51	172	78	3-152	Муфта	0,031
					3-147	Ниппель	
11	УБТС2-178	40	178	90	3-147	Муфта	7,488
					3-147	Ниппель	
12	Переводник П-147/162	0,527	172	80	3-147	Муфта	0,063
					3-162	Ниппель	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
13	СТБ ТБ ПК-127х9,19 Д	До устья	127	108	3-162	Муфта	53,849
					3-162	Ниппель	
Бурение под хвостовик (1847–2147)							
1	БИТ 146 В 613 УЕ.30	0,29	146,1	–	3-171	Ниппель	0,015
2	1-КСА 144,0 СТК	0,429	144	70	3-171	Муфта	0,0291
					3-171	Ниппель	
3	Переводник М 88-117	0,457	127	51	3-171	Муфта	0,03
					3-133	Ниппель	
4	ДРУ4-127 РС	9,8	127	–	3-133	Муфта	0,626
					3-133	Ниппель	
5	Переливной клапан ПК-127РС	0,477	127	28	3-133	Муфта	0,03
					3-133	Ниппель	
6	Обратный клапан КОБ 127РС	0,65	127	22	3-133	Муфта	0,049
					3-152	Ниппель	
7	Переводник П-102/127	0,7	120	51	3-152	Муфта	0,031
					3-152	Ниппель	
8	НУБТ 127	9	127	64	3-152	Муфта	1
					3-152	Ниппель	
9	ТЭМС-127	–	127	64	3-152	Муфта	-
					3-152	Ниппель	
10	НУБТ 127	9	127	64	3-152	Муфта	1
					3-147	Ниппель	
11	Переводник П-127/101	0,35	120	70	3-147	Муфта	0,031
					3-147	Ниппель	
12	УБТС2-120	60	120	64	3-147	Муфта	3,84
					3-162	Ниппель	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Переводник П-101/127	0,35	120	70	3-171	Муфта	0,031
					3-171	Ниппель	
14	Ясс SJ-120	5,5	120	56	3-171	Муфта	0,32
					3-133	Ниппель	
15	Переводник П-127/101	0,35	120	51	3-133	Муфта	0,031
					3-133	Ниппель	
16	УБТС2-120	60	120	64	3-133	Муфта	3,84
					3-133	Ниппель	
17	Переводник П-101/127	0,35	120	51	3-133	Муфта	0,031
					3-152	Ниппель	
18	ПН-89х9,35 Д	До устья	89	70	3-152	Муфта	41,513
					3-152	Ниппель	
Отбор керна под хвостовик (2147-2180)							
1	БИТ 146/80 В 613 ЕС	0,165	146,1	—	3-171	Ниппель	0,04
2	КИ 7.1. 140/80	18	140	70	3-171	Муфта	0,7
					3-171	Ниппель	
3	НУБТ 120	9	120	51	3-171	Муфта	1
					3-133	Ниппель	
4	ТЭМС-120	—	120	—	3-133	Муфта	—
					3-133	Ниппель	
5	НУБТ 120	9	120	28	3-133	Муфта	1
					3-133	Ниппель	
6	Переводник П-127/101	0,35	120	22	3-133	Муфта	0,031
					3-152	Ниппель	
7	УБТС2-120	48	120	51	3-152	Муфта	3,072
					3-152	Ниппель	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Переводник П-101/127	0,35	120	64	3-152	Муфта	0,031
					3-152	Ниппель	
9	ПН-89х9,35 Д	До устья	89	64	3-152	Муфта	44,165
					3-152	Ниппель	

Таблица А.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	54	ПК 127х9	127	Д	9,2	ЗП-162-92	36,33	1,134	5,176	17,7	18,52
бурение	54	826	ПК 127х9	127	Д	9,2	ЗП-162-92	764,82	23,88	35,82	2,56	2,69
бурение	826	1847	ПК 127х9	127	Д	9,2	ЗП-162-92	1798	56,13	64,48	1,43	1,5
бурение	1847	2127	ПН 89х9	88,9	Д	9,4	ЗП-121-68	1992	42	50,35	1,33	1,37
отбор керна	2127	2180	ПН 89х9	88,9	Д	9,4	ЗП-121-68	2114	44,56	48,82	1,36	1,42

Потребные объемы буровых растворов и химических реагентов

Таблица А.4– Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	54	54	393,7	-	1,3	8,54
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,35
Расчетные потери бурового раствора при очистке						6,76
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,216
Объем раствора в конце бурения интервала						15,87
Общая потребность бурового раствора на интервале:						60,87
Объем раствора к приготовлению:						60,87
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						32,13
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
54	826	772	295,3	306,3	1,225	68,24
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,77
Расчетные потери бурового раствора при очистке						50,51
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,172
Объем раствора в конце бурения интервала						124,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						169,69
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						32,13
Объем раствора к приготовлению:						137,57
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						67,94
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
826	1847	1021	215,9	227,9	1,14	73,72
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,37
Расчетные потери бурового раствора при очистке						31,86
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,5
Объем раствора в конце бурения интервала						113,46
Общая потребность бурового раствора на интервале:						192,18
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						67,94
Объем раствора к приготовлению:						124,23
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						-

Продолжение таблицы А.4

Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм .	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1847	2180	333	146,1	156,1	1,125	39,54
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,46
Расчетные потери бурового раствора при очистке						4,62
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,71
Объем раствора в конце бурения интервала						50,33
Общая потребность бурового раствора на интервале:						94,86
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						-
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						94,86

Таблица А.5 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	60,9	3,0	77,67	4,0	68,95	3,0	53,37	3,0	260,87	11,0
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	25	60,9	3,0	172,61	7,0	153,22	7,0	118,61	5,0	505,31	21,0
M-I GEL	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	4869,6	5,0	15534,70	16,0	13790,23	14,0	-	-	34194,52	35,0
M-I BAR	Регулирование плотности	25	8339,2	334,0	-	-	-	-	-	-	8339,18	334,0
GLYDRIL GP	Регулятор фильтрации	210	-	-	1553,47	8,0	1379,02	7,0	1897,75	10,0	4830,24	24,0
UNIPAC SUPREME R	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	-	-	690,43	28,0	612,90	25,0	-	-	1303,33	53,0
FLO-VIS PLUS	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	-	-	-	-	-	-	415,13	17,0	415,13	17,0
ULTRAFREE NH	Снижение коэффициента трения в скважине	200	-	-	690,43	4,0	612,90	4,0	-	-	1303,33	7,0
DEFOAM-X	Предотвращение пенообразования	20	-	-	34,52	2,0	30,64	2,0	53,37	3,0	118,54	6,0
CaCl ₂	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	1000	-	-	17260,77	18	15322,48	16	-	-	32583,25	33
CaCO ₃	Регулирование плотности, кольятация каналов	1000	-	-	-	-	-	-	9488,73	10,0	9488,73	10,0
M-I CIDE	Защита от микробиологической деструкции	20	-	-	-	-	-	-	53,37	3,0	53,37	3,0

Приложение Б

Таблица Б.1 - Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	393,7 НьюТек Сервисез	0	54	400	0,02	54	1	1	0,75
Промывка (ЕНВ)									0,055
СПО и наращивание (ЕНВ)									0,7
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									0,9
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,13
Крепление (ЕНВ)									7,1
Смена вахт									0,1
Ремонтные работы									0,3
Итого									8,835
Кондуктор									
Бурение	БИТ 295,3 В 616 УМ.38	54	826	650	0,02	772	2	16,63	16,63
Промывка (ЕНВ)									0,4
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,04
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление (ЕНВ)									24,2
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									2,05
Итого									52,53

Эксплуатационная колонна									
Бурение	БИТ 215,9 ВТ 613	826	1847	2400	0,045	1021	1	67,48	67,48
Промывка (ЕНВ)									0,76
СПО и наращивание (ЕНВ)									12,56
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,3
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,4
Крепление (ЕНВ)									42,6
Смена вахт									1
Ремонтные работы									4,4
ГТИ									6,9
Итого									140,4
Хвостовик									
Бурение	БИТ 146 В 613 УЕ.30	1847	2127	2000	0,027	280	1	90,54	50,04
Промывка (ЕНВ)									0,64

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
СПО и наращивание (ЕНВ)									10,19
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,7
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,5
Крепление (ЕНВ)									39,54
Смена вахт									1,1
Ремонтные работы									6,9
ГТИ									6,1
Итого									119,79
Итоговое время на бурение									321,365
Подготовительные работы									96
Вышкомонтажные работы									1327

Таблица Б.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб.	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,37	51,13	2,18	301,25	5,85	808,41	6,6	912,05
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	15,34	–	90,38	–	242,52	–	273,62
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4	71,8	–	0	–	0	–	0	–	0
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	0	–	0	–	0	–	0
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	–	–	0,37	5,33	2,18	31,39	5,85	84,24	6,6	95,04
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	1,6	–	9,42	–	25,27	–	28,51
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,37	93,56	2,18	551,23	5,85	1479,2	6,6	1668,88

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	4	5772	0,37	533,91	2,18	3145,74	5,85	8441,6	6,6	9523,8
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	244,6	–	–	–	0	–	0	–	0	6,6	1614,4
Прокат ВЗД	сут	175,44	–	–	–	0	2,18	382,46	5,85	1026,3	–	0
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	0	2,18	525,27	5,85	1409,6	–	0
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	15,7	–	–	0,37	5,81	2,18	34,23	5,85	91,85	6,6	103,62
Эксплуатация ДВС,	сут	10,9	–	–	0,37	4,03	2,18	23,76	5,85	63,77	6,6	71,94
Плата за подключенную мощность	сут	149,48	–	–	0,37	55,31	2,18	325,87	5,85	874,46	6,6	986,57
Эксплуатация спецтранспорта	сут	177,6	4	710,4	0,37	65,71	2,18	387,17	5,85	1038,9	6,6	1172,2

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Зависящие от объема работ												
Бентонит	уп	6,08	—	—	4	24,32	—	—	—	—	—	—
Карбонат натрия Na ₂ CO ₃	уп	20,41	—	—	2	40,82	7	142,87	9	—	5	102,05
NaOH	уп	4,59	—	—	5	22,95	4	18,36	5	22,95	3	13,77
ИКД	уп	2,8	—	—	1	2,8	—	—	—	—	—	—
KCl	уп	4,4	—	—	—	—	803	3533,2	1028	4523,2	540	2376
ПАЦ ВВ	уп	12,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
ПАЦ НВ	уп	9,06	—	—	—	—	137	1241,22	175	1585,5	92	833,52
Смазка (биолуб green)	уп	8,07	—	—	—	—	25	201,75	33	266,31	17	137,19
Ксантановая смола (TehnoGEL)	уп	21,09	—	—	—	—	29	611,61	45	949,05	24	506,16
Пеногаситель (ПЕНТА 461)	уп	408,26	—	—	—	—	4	1633,04	1	408,26	1	408,26
Бактерицид (Септор БДУ-500)	уп	559,63	—	—	—	—	1	—	1	559,63	1	559,63
CaCO ₃	уп	13,88	—	—	—	—	11	—	14	194,32	46	638,48

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Долото 490 Глобур	шт	1985,7	—	—	1	1985,7	—	—	—	—	—	—
Долото БурТех 15 1/2" БТ6916МА-095	шт	1522	—	—	—	—	2	3044	—	—	—	—
Долото 11 5/8" БТ6613МНА-035	шт	4458,6	—	—	—	—	—	—	1	4458,6	—	—
Долото БИТ 215,9 ВТ 616 УЕС,38	шт	5254,6	—	—	—	—	—	—	—	—	1	5254,6
Калибратор 2-КА490,0 СТК М171/171	шт	890,54	—	—	1	890,54	—	—	—	—	—	—
Калибратор 1-КА393,7 СТК М177/152	шт	565,38	—	—	—	—	2	1130,76	—	—	—	—
Калибратор 2-КсА295,3 СТК М152/152	шт	415,54	—	—	—	—	—	—	1	415,54	—	—
Калибратор 2-КА215,1 СТК М117/Н117	шт	290,26	—	—	—	—	—	—	—	—	1	290,26
Итого затрат на бурение по интервалам	—	—	—	8082,24	—	3798,86	—	17364,98	—	28969,5	—	27570,5
Всего затрат	85786,04											

Таблица Б.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,675	93,28	1,36	187,94	1,82	251,51	2,98	411,81	1,99	275,00
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	23,98	–	56,38	–	75,45	–	123,54	–	82,50
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	0,675	6,72	1,36	13,53	1,82	18,11	2,98	29,65	1,99	19,80
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,01	–	4,06	–	5,43	–	8,90	–	5,94
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,675	170,68	1,36	343,89	1,82	460,21	2,98	753,52	1,99	509,19
Амортизация и износ бурового оборудования	сут	1443	0,675	974,03	1,36	1962,48	1,82	2626,26	2,98	4300,14	1,99	2871,57
Содержание полевой лаборатории по созданию рецептур тампонажного раствора	сут	7,54	0,675	5,09	1,36	10,25	1,82	13,72	2,98	22,47	1,99	15,00

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация ДВС,	сут	8,9	0,675	6,01	1,36	12,10	1,82	16,20	2,98	2652 7	1,99	17,71
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	0,675	173,75	1,36	350,08	1,82	468,49	2,98	767,08	1,99	512,12
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	0,675	90,67	1,36	182,68	1,82	244,46	2,98	400,27	1,99	267,30
Затраты, зависящие от объема работ												
БКМ-426	шт	135,32	1	135,32	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-426	шт	208,72	1	208,72	–	–	–	–	–	–	–	–
ЦЦ2-426/490	шт	12,39	6	74,34	–	–	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-426	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–	–	–
БКМ-326	шт	66,97	–	–	1	66,97	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-326	шт	107,34	–	–	1	107,34	–	–	–	–	–	–
ЦЦ-324/394	шт	11,01	–	–	32	352,32	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-326	шт	49,54	–	–	1	49,54	–	–	–	–	–	–
БКМ-245	шт	54,95	–	–	–	–	1	54,95	–	–	–	–
ЦКОД-245	шт	83,49	–	–	–	–	1	83,49	–	–	–	–
ЦПЦ-245/295	шт	14,69	–	–	–	–	68	998,92	–	–	–	–
ПРП-Ц-245	шт	26,36	–	–	–	–	1	26,36	–	–	–	–
БКОК–178Р1	шт	101,38	–	–	–	–	1	101,38	–	–	–	–
ЦКОД-178	шт	62,61	–	–	–	–	–	–	1	62,61	–	–
ЦПЦ-178/220	шт	12,84	–	–	–	–	–	–	71	911,64	–	–
ЦТ 178/220	шт	14,68	–	–	–	–	–	–	10	146,8	–	–
ПРП-Ц-В-178	шт	12,2	–	–	–	–	–	–	1	12,2	–	–
ПРП-Ц-Н-178	шт	21,65	–	–	–	–	–	–	1	21,65	–	–
БКП-Вр-114	шт	56,65	–	–	–	–	–	–	–	–	1	56,65
ЦКОДУ-114	шт	42,64	–	–	–	–	–	–	–	–	1	42,64

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
МУФТА ГРПП2 – 114(70МПа) (Зенит)	шт	724,25	–	–	–	–	–	–	–	–	5	3621,25
ЦПЦ-114/143	шт	11,01	–	–	–	–	–	–	–	–	45	495,45
ЦТЖС-114/151	шт	16,06	–	–	–	–	–	–	–	–	30	481,8
ПРП-Ц-В-114	шт	9,84	–	–	–	–	–	–	–	–	1	9,84
ПРП-Ц-Н-114	шт	17,71	–	–	–	–	–	–	–	–	1	17,71
ПХГМЦ -114/178	шт	2064,22	–	–	–	–	–	–	–	–	1	2064,22
МБП-СМ	кг	0,58	510	295,8	365	211,7	148	85,84	93	53,94	36	20,88
МБП-МВ	кг	0,64	437	279,68	313	200,32	126	80,64	80	51,2	31	19,84
Полицем Фрост	т	90,82	19	870,58	–	–	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 50	т	70,31	–	–	10,47	369,6957	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	т	62,19	–	–	18,79	586,0601	–	–	–	–	–	–
ПЦТ - II - 100	т	76,84	–	–	–	–	5,89	228,7676	3,94	–	–	–
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	54,98	–	–	–	–	30,09	841,9182	24,16	675,9968	–	–
ПЦТ - II - 150	т	84,38	–	–	–	–	–	–	–	–	11,56	489,9128
НТФ	кг	1,54	–	–	11,75	18,095	18,82	28,9828	15,14	23,3156	–	–
Итого на крепление	руб	8704460										

Таблица Б.4 - Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3
1. Подготовительные работы к строительству скважины		
Обустройство площадки	54 922	12 925 892
Рекультивация перед планировкой	14 437	3 397 747
Итого		16 323 640
2. Строительство и монтаж бурового оборудования		
Строительство и монтаж	134 518	31 658 811
Разборка и демонтаж	12 114	2 851 029
Итого		34 509 840
3. Бурение и крепление скважины		
Бурение скважины	85 786	18701357
Крепление скважины	97 323	21216366,04
Итого		39917723
4. Испытания скважины на продуктивность		
Испытание по окончанию бурения	32 548	7095464
Итого		7095464
5. Промыслово-геофизические работы		
Затраты на промыслово-геофизические работы	22145	4827610
6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	12788,334	2787856,812
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	947,284	206507,912
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 255	6595590
Итого		9589954,724
Итого прямых затрат		116 119 539
7. Накладные расходы		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	133164,61	29029884,87
8. Плановые накопления;		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	46607,6133	10160459,7
9. Прочие работы и затраты		
Зарплаты, надбавки	54645,86	11912797,48
Транспортировка буровых бригад	4632,45	1009874,1

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3
Сооружение водяной скважины	4746,92	1034828,56
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1424,86132	310 620
Амортизация жилого городка	1365,89	297764,02
Итого		14 565 884
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и затраты (5% от пунктов 1-9, за вычетом транспортировки бригад)	38962,3321	8493788,399
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		175 159 649
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		206 688 386